CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

Annual Report
1989 - 1990

PROFILE

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) is the government agency responsible for petroleum resource management and for administering the legislation and regulations governing exploration for and production of hydrocarbons offshore Newfoundland and Labrador.

The Board is jointly responsible to the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador, to which it annually reports through the Minister of Energy, Mines and Resources, and the Minister of Mines and Energy respectively.

CONTENTS

Report of the Chairman/Chief Executive Officer 2

Report of 1988/89 Operations 5
- Land Management 6
- Exploration Activity 10
- Development Activity 13
- Operations and Safety 15
- Environmental Affairs 16
- Canada/Newfoundland Benefits 18

Financial Reports 19
- Financial Information 20
- Auditors Report and Financial Statements 21

ISBN 0-921569-07-6

91-01819/

Annual Report 1989-1990

CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

May 23, 1990

The Honourable Jake Epp
Minister
Department of Energy, Mines
and Resources
Government of Canada

The Honourable Rex Gibbons, Ph.D.
Minister
Department of Mines and Energy
Government of Newfoundland and Labrador

Honourable Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Atlantic Accord, we, the members of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, are pleased to submit the annual report, together with the financial statements of the Board, for the fiscal year ended March 31, 1990.

Respectfully submitted:

H. James Strain, P.Eng.
Chairman and Chief Executive Officer

J.G. Fitzgerald, P.Eng.
Vice-Chairman

D. Henao, P.Geo.
Vice-Chairman

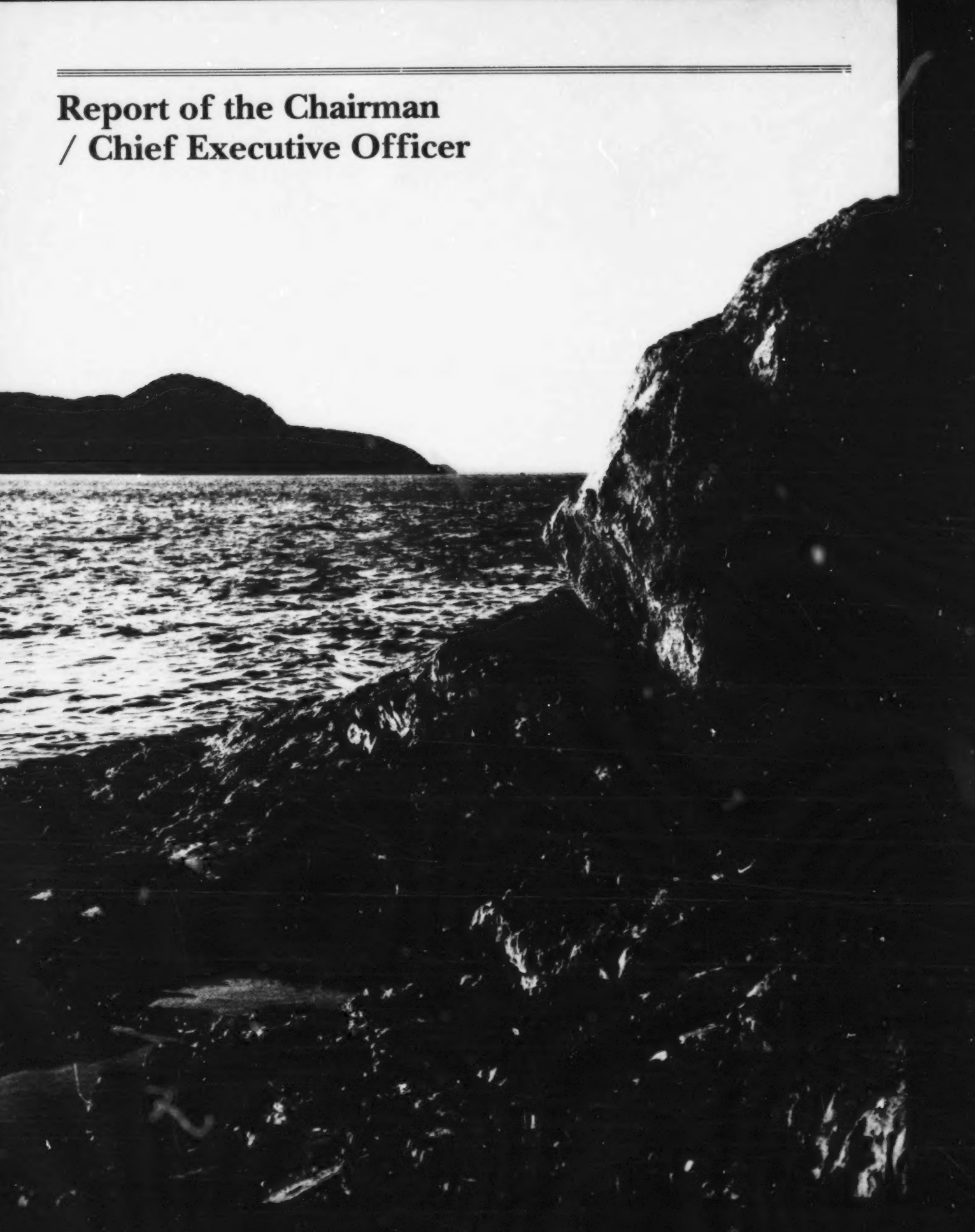
G. Ross Peters, P.Eng.
Member

Hugh G. Miller, P.Geo.
Member

John J. Zwolinski
Member

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada. A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Report of the Chairman / Chief Executive Officer



I am pleased to introduce the Board's fifth annual report. The report covers activities during the fiscal year from April 1, 1989 to March 31, 1990.

Numerous acquisitions and mergers were the dominant activities in the Canadian petroleum industry during calendar year 1989. Significant restructuring of the industry with a trend to debt reduction continued. Despite higher and more stable crude oil prices, the upstream sector experienced decreased profits and capital spending declined sharply, particularly on exploration drilling.

Drilling activity offshore Newfoundland fell to its lowest level since 1977 with just one new well being spudded during the fiscal year. The Sedco 710 was the only offshore rig remaining on the East Coast as of March 31, 1990.

Nevertheless, continued long-term exploration interest in the Newfoundland offshore is evident from the results of bidding for new Exploration Licences in 1988 and 1989. Exploration Licences were issued on five out of eight parcels offered in the 1989 sale and work commitments on these parcels were almost $50 million. Exploration work commitments by several major oil companies over the next three years now total approximately $95 million.

Over the past several years, exploration drilling has been mainly in the Jeanne d'Arc Basin area. Nominations from industry for the 1990 land sale are indicative of broadened interest to other sedimentary basins within the Newfoundland offshore. Some 2,000 sq. km. in the Jeanne d'Arc basin formerly held by Mobil and Petro-Canada under expiring Exploration Licences reverted to the Crown on March 31, 1990. A Call for Nominations on this acreage is being made in April, 1990. Parcels nominated by industry will be considered for inclusion in the Call for Bids due in the Fall of 1990.

Signing of the Final Binding Agreement between the Hibernia Project owners and the governments of Canada and Newfoundland is now expected about mid-1990. During the past 15 months, Mobil re-engineered the topside facilities to reduce from 20 modules down to five super modules and eight topside mounted structures. The redesign eliminated the need for a Main Support Frame (MSF) to carry the weight of the 20 modules. It is the Board's assessment that, compared to the original design, the redesign will have important improvements from the standpoint of worker safety.

The Board continued to monitor progress on the Hibernia Development Project through monthly meetings with Mobil during 1989. Procedures for monitoring and reporting on Canada and Newfoundland benefits are being developed.

In early 1990, the Board declared a Commercial Discovery and in March issued a 25-year Production Licence to Mobil for the Hibernia field reserves. The project owners recently incorporated the Hibernia Management and Development Company Ltd. to manage the project and named a long-time Mobil employee as its President and CEO effective January 1, 1990. The first two major events to occur after signing of the Final Binding Agreement will be awarding of the Topsides Engineering-Procurement and Project Services contract and the GBS

construction contract which together have a value of about 1 billion dollars.

Meanwhile, during the year, discussions continued with industry concerning future exploration work and potential development projects in addition to Hibernia. A reservoir modelling study of the Terra Nova oil field by the Board's staff was near completion at the end of the fiscal year. Petro-Canada and its partners are expected to submit a Development Plan for Terra Nova in 1991.

Three Memoranda of Understanding (MOU's) were concluded between the Board and various departments and agencies of the two governments concerning matters of mutual concern. These covered the areas of occupational health and safety, industrial and employment benefits, and marine safety. A total of six MOU's have now been executed between 15 different federal and provincial departments. The Atlantic Accord Implementation Acts provide for this procedure to expedite co-ordination between government departments, naming the Board as lead agency on these matters for dealing with oil industry exploration and development projects in the offshore.

The Core Storage and Research Centre in St. John's was completed and went into full operation during 1989. Cores, geological cuttings and fluid samples obtained from wells drilled in the offshore waters of Newfoundland may be examined there. The Board is grateful to the Honourable Jake Epp, Federal Minister of Energy, Mines and Resources and the Honourable Rex Gibbons, Minis-

ter of Mines and Energy for Newfoundland and Labrador, for officially opening the facility on June 8, 1989.

I am pleased to welcome to the Board Dr. Hugh G. Miller of St. John's who was appointed on August 17, 1989. Dr. Miller's knowledge and experience in the field of geophysics will be of significant benefit to the Board.

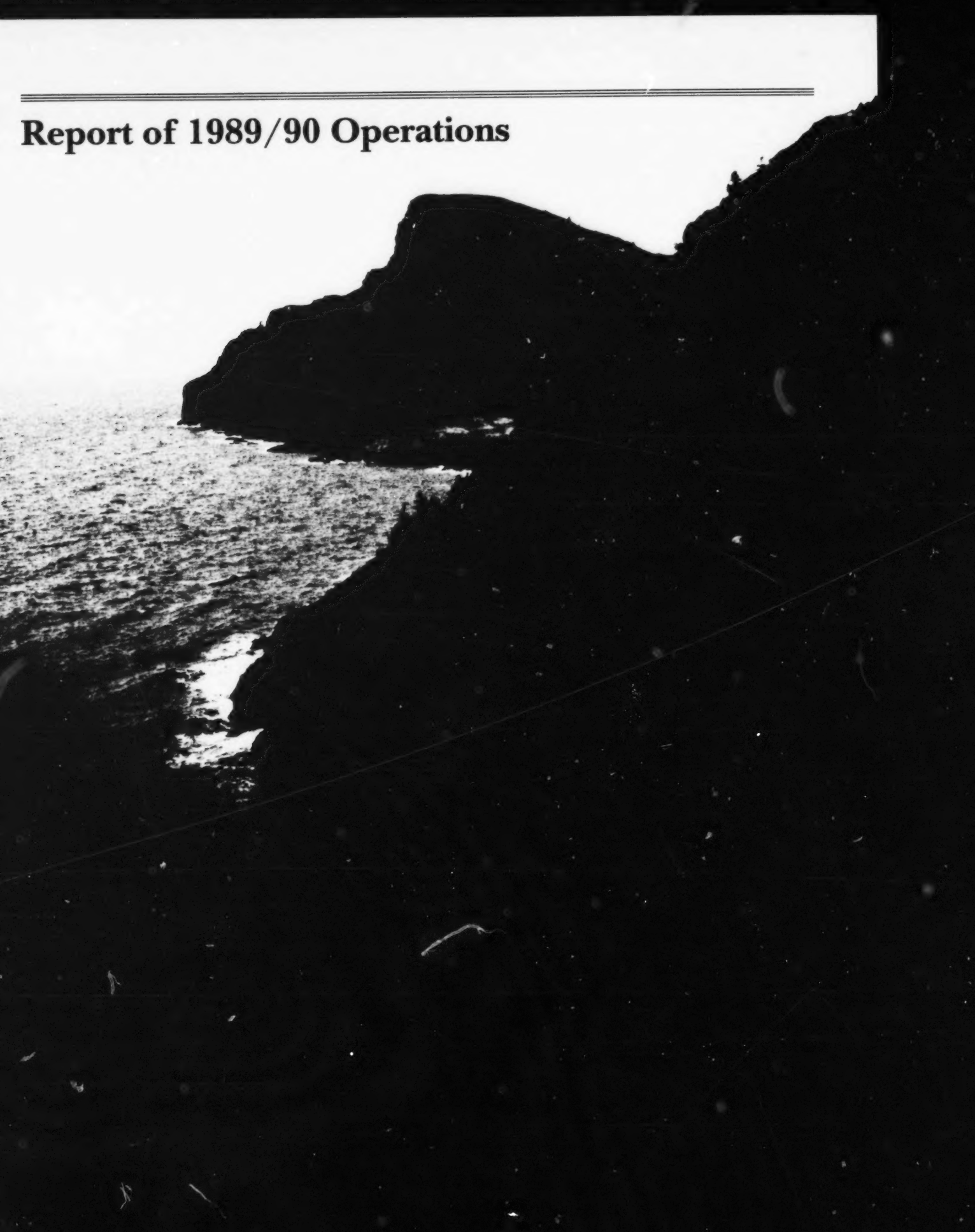
Finally, I wish to express my appreciation and that of the Board and the staff to Mr. J.E. (Ted) Baugh who served as Chairman for 3½ years and retired April 17, 1989. As first Chairman, Mr. Baugh set up the internal policies and procedures and the guidelines for industry which have greatly facilitated the operation of the Board. We all wish him well in his future endeavours.

H. James Strain,

Chairman and Chief Executive Officer

Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board Members
Front (L-R): Diego Henao, H. James Strain, John Fitzgerald
Back (L-R): Hugh Miller, John Zwolinski, Ross Peters

Report of 1989/90 Operations



LAND MANAGEMENT

Lands can be held offshore Newfoundland and Labrador under one of these categories:

- EXPLORATION LICENCE (EL)
  Issued for a maximum of nine years, an EL confers four exclusive rights: the right to explore for petroleum, the right to drill and test for petroleum, the right to develop the area to produce petroleum and the right to obtain a production licence.
- SIGNIFICANT DISCOVERY LICENCE (SDL)
  An SDL confers the same rights as an EL, and is issued for an unlimited period of time after a significant discovery has been made and a significant discovery (SD) has been declared by the Board.
- PRODUCTION LICENCE (PL)
  Issued for a period of 25 years, a PL confers, in addition to the SDL rights, the exclusive rights to produce petroleum and the title to the petroleum so produced. This licence is issued after a commercial discovery (CD) declaration has been made and the corresponding commercial discovery area has been defined.

Land Status

The status of land holdings and the changes during the year are shown on Table I. In addition, exploration rights covering approximately 2.25 million hectares of land south of St. Pierre and Miquelon are held by Gulf, Mobil and Texaco (Figure 1). These lands are currently under an exploration moratorium, pending resolution of the boundary dispute with France regarding the sovereign rights around the islands.

Declarations of SD and CD

Three applications for significant discovery declarations were processed during the year. SD declarations were made for the Fortune G-57 and Springdale M-29 discoveries. Petro-Canada's application for a declaration of significant discovery in respect of the East Rankin H-21 well, submitted on February 2, 1990 was not approved by the Board. The implementation of this decision is pending an appeal to the Oil and Gas Committee.

On January 12, 1990, the Board made a declaration of Commercial Discovery for the Hibernia field, covering 63 sections. A Commercial Discovery declaration is a prerequisite for the issuance of a Production Licence.

Issuance of PL and SDL

The Hibernia CD declaration was followed on March 21, 1990, by the issuance of a Production Licence, in preparation for eventual development of the field. The Hibernia PL is the first issued offshore Newfoundland and Labrador.

By year's end, the Board had received applications for SDL's relating to twelve SDA's associated with three Exploration Licences which were due to expire on March 31. These SDL's will recognize the different ownership patterns existing in some of the SDA's and provide for land tenure rights beyond the expiry date of the EL's.

1989 Call for Bids

As a result of the Call for Nominations NF 88-1, the Board included eight parcels of land in a Call for Bids which closed on September 26, 1989. The industry response to this Call indicated continued interest in the Jeanne d'Arc basin, and resulted in the issuance of 5 EL's with expenditure commitments totalling about 50 million dollars. Table 2 shows the results of this Call.

TABLE 1

Land Summary (April 1/89 – March 31/90)
Hectares

Interest Owner	EL's held April 1/89		SDL's held April 1/89		Lands Surrendered During Year	EL's held March 31/90		SDL's held March 31/90		PL's held March 31/90	
Mobil Oil Canada	3	*300 100*	4	*37 010*	*184 367*	1	*12 363*	37	*118 095*	1	*22 285*
Labrador Group	–	–	4	*25 185*	–	–	–	4	*25 185*	–	–
Petro-Canada	2	*76 236*	1	*4 625*	*7 136*	4	*201 173*	1	*4 980*	–	–
Shell Canada	1	*228 826*	–	–	*228 826*	1	*52 501*	–	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	–	–	1	*2 900*	–	–	–	1	*2 900*	–	–
BP Canada	1	*58 817*	–	–	–	2	*96 082*	–	–	–	–
ESSO Resources	–	–	–	–	–	1	*42 807*	–	–	–	–
Total	**7**	***663 979***	**10**	***69 720***	***420 329***	**9**	***404 926***	**43**	***151 160***	**1**	***22 285***

1990 Call for Bids

On March 8, 1990, the Board announced that at least fourteen parcels of land, covering approximately 3½ million hectares, will be made available in the 1990 land sale. Nine of the parcels are located off the west coast of the province, where no offshore drilling has previously been conducted. Two of the parcels are located in the South Whale Basin and three parcels are in the Flemish Pass area.

An additional Call for Nominations will be made in early April in respect of some 200 000 hectares of land in the Jeanne d'Arc Basin that reverted to Crown Reserve at the end of March. If there is industry interest in these lands, additional parcels will likely be added to the fourteen already approved for inclusion in a Call for Bids which will have a closing date in the fall of 1990.

Funds Collected

In accordance with the Acts, the Board is responsible for the collection of certain revenues. During the year, the Board collected revenues totalling $543,252.75. Of this amount, $537,500 was a forfeiture of deposit when Shell decided to terminate EL# 294 in the South Whale Basin and thus not to complete the associated expenditure commitment. The remainder of the revenues comprised: $4,500 for issuance fees, $200 for Operating Licences and $1,052.75 for fees associated with the registration system.

TABLE 2

1989 Call For Bids

Parcel #	Hectares	Work Expenditure Bid	EL Issued to	Interest (%)
4	42 807	$25,868,664.00	Esso Resources (1989) Ltd.	25
			Bow Valley Industries Ltd.	25
			Chevron Canada Resources Limited	25
			Shell Canada Limited	25
5	52 501	$ 4,558,778.00	Shell Canada Limited	100
6	55 340	$15,144,324.80	Petro Canada Inc.	100
7	37 265	$ 1,000,000.00	BP Canadian Holdings Limited	80
			BP Resources Canada Limited	20
8	77 088	$3,136,501.98	Petro Canada Inc.	100

FIGURE 1
Land Holdings (March 31, 1990) and 1990 Land Sale Parcels Offshore Newfoundland and Labrador

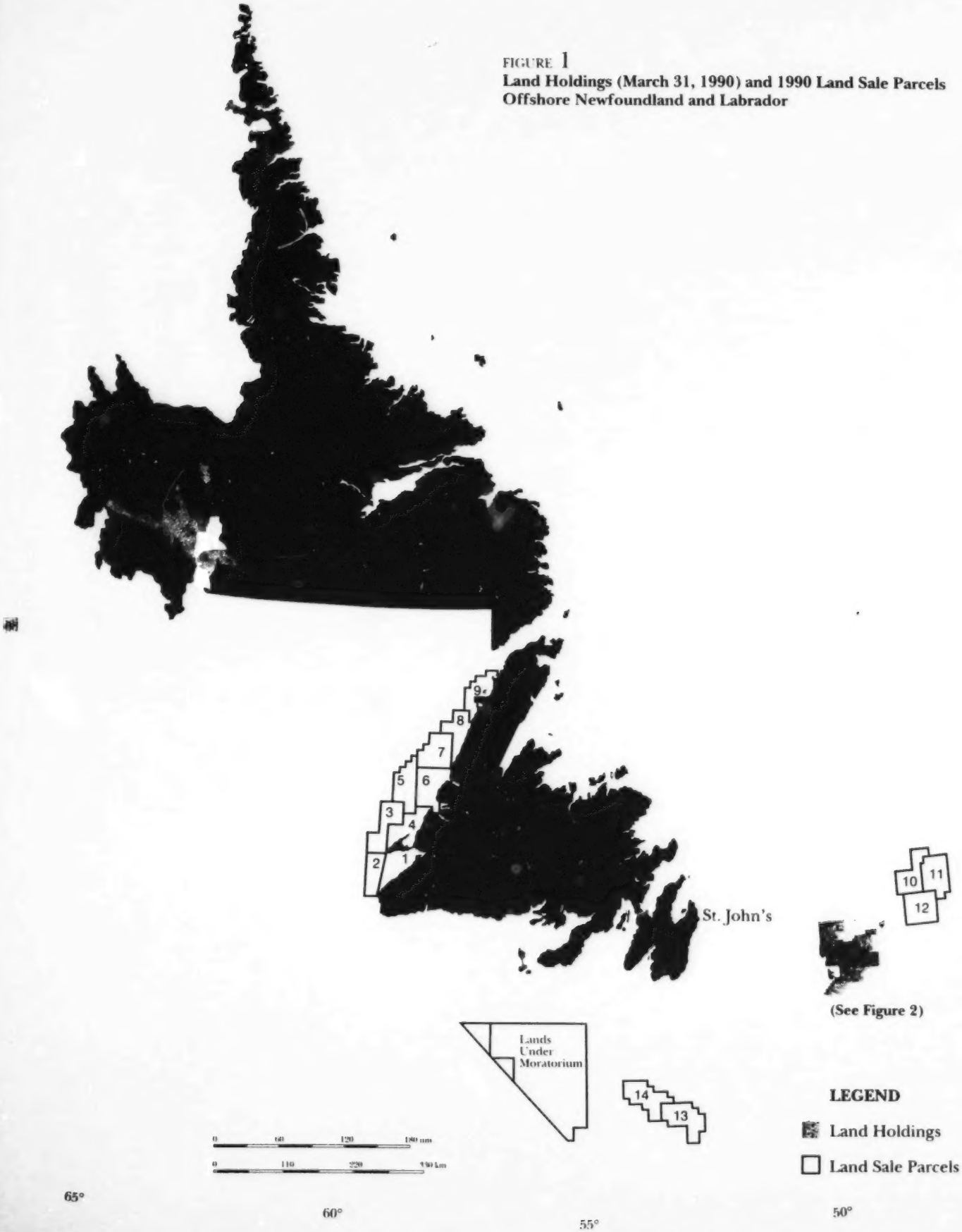
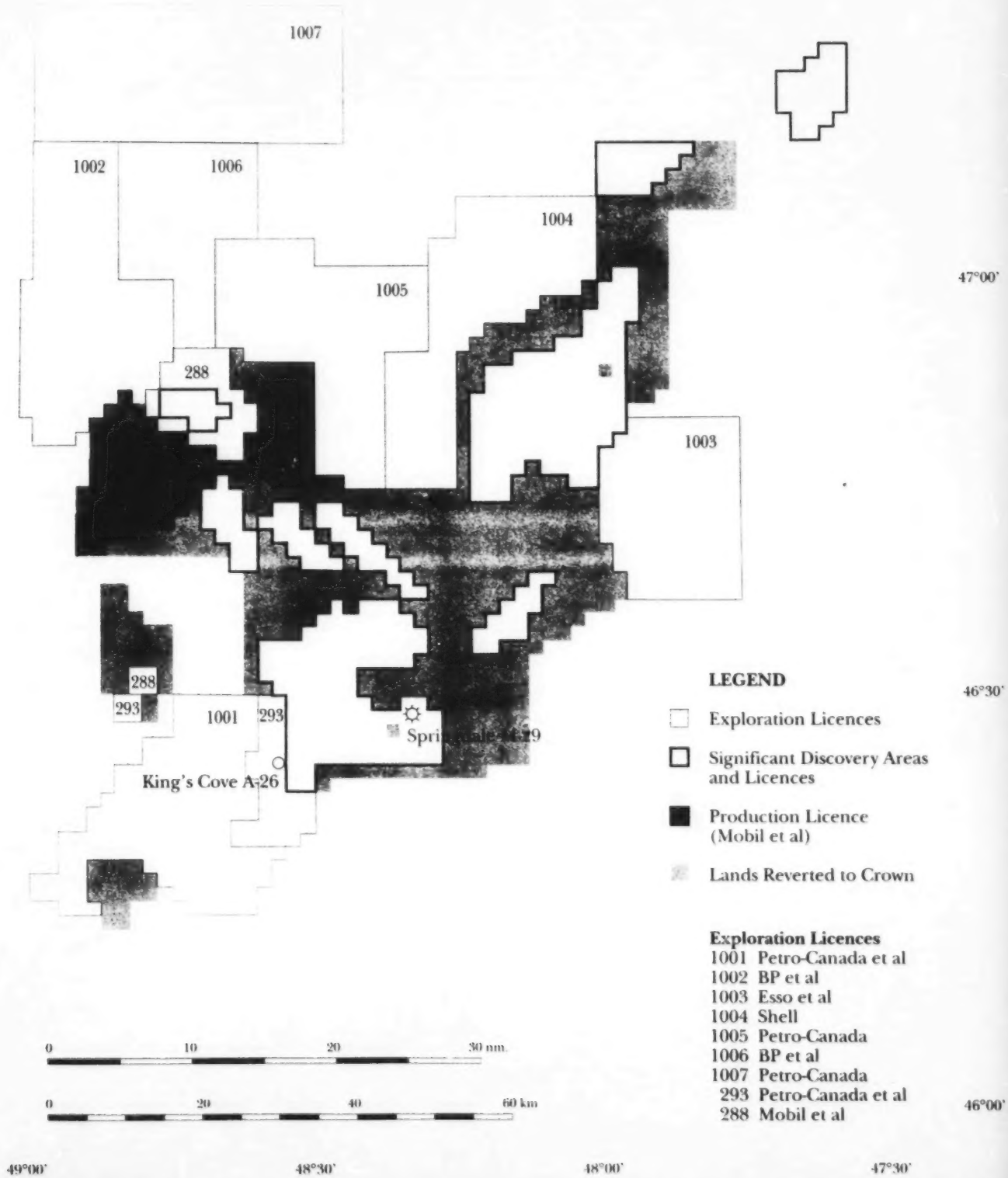


FIGURE 2
Land Holdings and Lands Which Reverted to Crown Reserve (March 31, 1990)
Northeast Grand Banks



EXPLORATION ACTIVITY

Drilling

In 1989/90, drilling activity was at its the lowest level since the Hibernia discovery in 1979 with only one well spudded. (Figure 3, Table 4)

The Texaco et al Springdale M-29 well, spudded on February 11, 1989, was terminated on May 14 at a total depth of 3 192 m. The well flowed heavy oil (14.4° API) at a rate of 63 m^3 per day from a zone at 1 500 m. A second zone at 1 300 m tested gas at a rate of 331 000 m^3 per day. (Table 3)

A second well, Petro-Canada et al King's Cove A-26, located some 5 km southwest of the Terra Nova K-08 discovery well, was spudded on March 6, 1990, with a target depth of 3 100 m. By March 31, the well had reached a depth of 576 m.

Geological and Geophysical Assessments

During the year, the Board completed two major projects as part of its program of producing estimates of the petroleum resource potential of the Newfoundland Offshore area.

The Board's exploration staff finished a compilation project that had been underway since 1987. The project resulted in the preparation of a set of 14 maps of the Jeanne d'Arc basin based on well and seismic information submitted by the industry and complemented by the Board's staff own seismic and geological interpretations. Also, a report was prepared by Board staff assessing the hydrocarbon potential of the Lower Palaeozoic sediments offshore western Newfoundland. This report was based on extensive literature research and on geochemical analyses of outcrop samples collected by the Board's staff during field investigations in western Newfoundland. The analyses were carried out by the Institute of Sedimentary and Petroleum Geology in Calgary.

The set of maps for the Jeanne d'Arc basin and geological reports on western Newfoundland, are on open file and may be acquired by those interested in evaluating the hydrocarbon potential of those areas.

Petroleum Resource Assessment, Jeanne d'Arc Basin

The Board, jointly with the Geological Survey of Canada, completed during the year an evaluation of the petroleum potential of the Jeanne d'Arc Basin. Using the Petroleum Resources Assessment Secretariat of the Geological Survey's evaluation system and the Board's quantification parameters, an estimate of the basin's petroleum potential was made, ranging from 3.3 to 5.3 billion barrels of oil at confidence levels of 75% and 25% respectively. These estimates reflect an above average richness for the Jeanne d'Arc basin.

TABLE 4

Offshore Activity

Activity	To March 31/89	Total To March 31/90
Wells Spudded:		
Exploratory	114	115
Delineation	23	23
Wells Terminated:		
Exploratory	113	114
Delineation	23	23
Metres Drilled:		
Exploratory	392 205	393 071
Delineation	89 642	89 642
Seismic shot (km):	597 306*	597 306

*Revised

TABLE 3

Drilling Activity

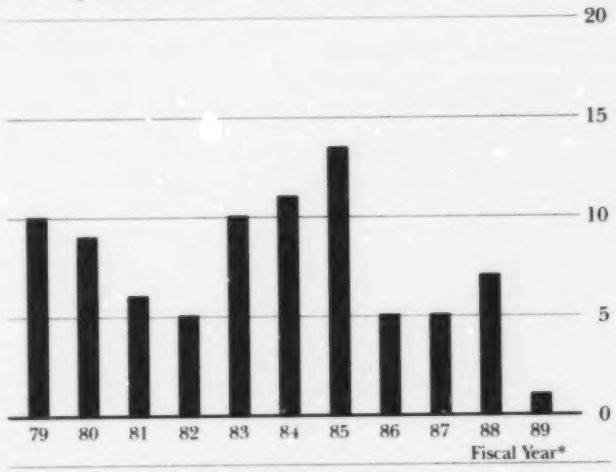
Well Name	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded / Re-Entered Suspended / Terminated	Status March 31/90	Total Depth (m)
Texaco et al Springdale M-29	48° 28′ 48″ N 48° 19′ 30″ W	Maersk Vinlander	89-02-11 / 89-04-06 89-03-09 / 89-05-14	Abandoned oil & gas well	3 192
Petro-Canada et al King's Cove A-26	46° 25′ 09″ N 48° 33′ 07″ W	SEDCO 710	90-03-06	Waiting on Ice	576

Core Storage and Research Centre

The facility was officially opened on June 8, 1989 by the Hon. Jake Epp, Minister of Energy, Mines and Resources, representing the Government of Canada, and the Hon. Rex Gibbons, Minister of Mines and Energy, representing the Government of Newfoundland and Labrador. It is available for research by earth scientists and reservoir engineers from industry, universities and the Board. The rock samples and other materials and data from wells drilled offshore Newfoundland and Labrador have been transferred from COGLA's facilities in Dartmouth, Nova Scotia to the Centre in St. John's. In addition, some samples previously maintained by the Provincial Department of Mines and Energy were transferred and integrated into the Centre's collection.

FIGURE 3

Drilling Activity Offshore Newfoundland and Labrador
Wells Spudded



*April 1 of the year indicated to March 31 of the following year.

Examination of core samples at opening of Core Storage and Research Centre
Foreground (L-R): Susan Gower [CNOPB], the Hon Jake Epp [Minister, Energy Mines and Resources], the Hon. Ross Reid [MP, St. John's West], The Hon. Rex Gibbons [Minister, Mines and Energy], Diego Henao [Vice-Chairman, CNOPB]

TABLE 5

Discovered Resources – Northeast Grand Banks Region

Field Name (Operator)	Discovered Recoverable Resources* Oil $m3x10^6$	*(million bbls)*	Gas $m3x10^9$	*(billion cu.ft.)*	NGL's** $m3x10^6$	*(million bbls)*
Hibernia (Mobil)	106.0	*666*	28.7	*1,017*	17.7	*111*
Ben Nevis (Mobil)	3.0	*19*	6.5	*229*	4.7	*30*
South Tempest (Mobil)	1.3	*8*	–		–	
Hebron (Mobil)	31.0	*195*	–		–	
Nautilus (Mobil)	2.1	*13*	–	–		
North Dana (Mobil)			13.3	*470*	1.8	*11*
Terra Nova (Petro-Canada)	64.6	*406*		–	–	
Trave (Husky/Bow Valley)	–		0.8	*30*	0.2	*1*
South Mara (Mobil)	0.6	*4*	4.1	*144*	1.2	*8*
Whiterose (Husky/Bow Valley)	28.4	*178*	42.7	*1,509*	9.2	*58*
West Ben Nevis (Petro-Canada)	4.0	*25*	–		–	
Mara (Mobil)	3.6	*23*	–		–	
North Ben Nevis (Husky/Bow Valley)	2.9	*18*	3.3	*115*	0.7	*4*
Fortune (Husky/Bow Valley)	0.9	*6*	–		–	
Springdale (Texaco)	2.2	*14*	6.7	*236*	–	
Totals (March 31/90)	**250.6**	***1,576***	**106.1**	***3,750***	**35.5**	***223***
Totals (March 31/89)	**248.4**	***1,562***	**99.4**	***3,514***	**35.5**	***223***

*expressed at the 50% probability of occurance
**Natural Gas Liquids

Shotpoint Location System

During the past several years, the Board participated with COGLA in the development of a computerized data management system to permit the efficient retrieval of seismic data. Approximately 600 000 kilometres of seismic has been shot by industry in the Newfoundland and Labrador offshore areas since exploration started in 1964. In excess of half of the retrieval data related to that seismic has now been entered into the Shotpoint Location System. This is an ongoing project and data will be entered as it is submitted by industry.

DEVELOPMENT ACTIVITY

Hibernia Project

During 1989, a re-evaluation of the design of the topside facilities for the Hibernia production installation was completed. This re-evaluation, based upon the results of studies contracted to Aker Engineering of Norway, resulted in the adoption of a fundamental change in the design concept for the installation.

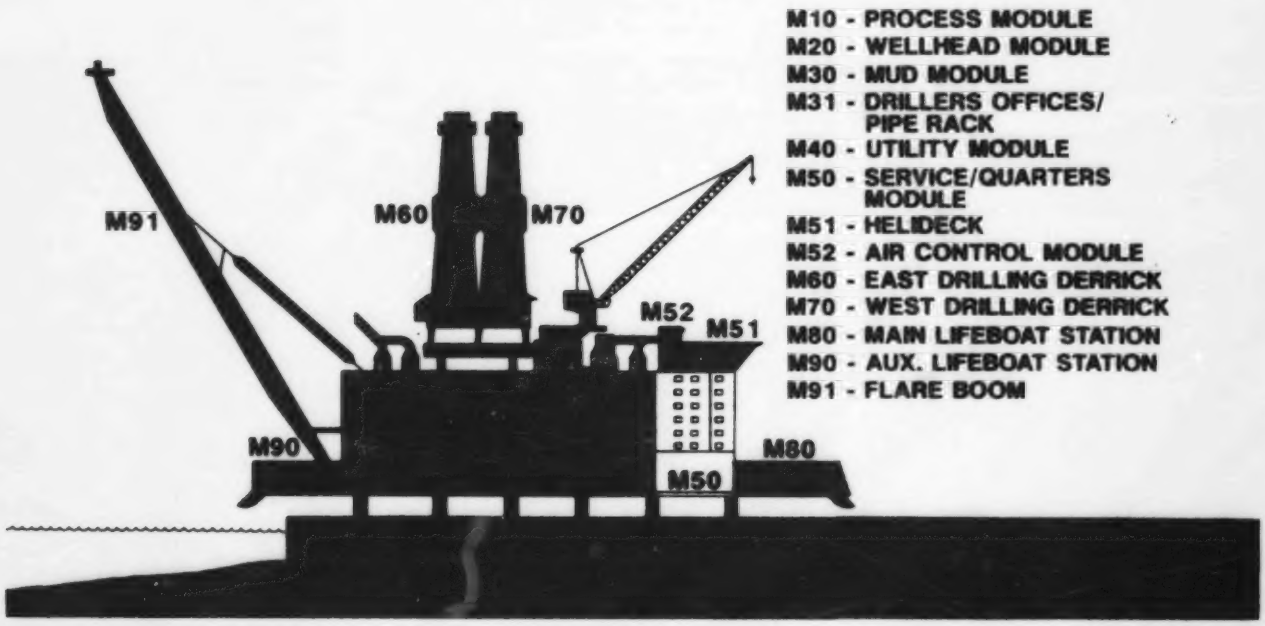
The new arrangement will consist of five large modules housing machinery and equipment that will be welded together at a site in Newfoundland to produce an integrated deck. Eight topside mounted structures will be installed on this assembly to complete the topside facilities, the estimated total weight of which is 32,740 tonnes, a reduction of some 10,000 tonnes from the original concept. This is expected to result in a substantial reduction in the cost of these facilities and to produce cost savings in the gravity base structure as well. Further savings are expected from changes to the design of the export loading system.

These changes necessitated renegotiation between governments and the project owners of the affected clauses of the July 1988 Statement of Principles relating to employment and industrial benefits

The final agreement incorporating the revised terms is now expected to be signed about mid-1990. Shortly thereafter two major contracts will be awarded; one for the design and construction of the platform's gravity base structure, and the other for the engineering and procurement of the topside facilities as well as the provision of project services. There are two bidders for the GBS contract: Newfoundland Offshore Development Corporation and North Atlantic Contractors, and there are three for the second contract: LNF, Bantrel Group Engineers Ltd and Newfoundland Offshore Contractors.

In addition to the three studies associated with the redesign of the topside facilities, Mobil provided to the Board copies of reports from 14 other studies pertaining to the Hibernia development project. Two of these studies were commissioned as a result of conditions established by the Board in its Decision 86.01. One of these dealt with seismic hazard assessment at the Hibernia site and the other dealt with the instrumentation required for monitoring the structural integrity of the installation. The incorporation of the results of both studies into the project design will be reviewed by the Certifying Authority as the detailed design of facilities proceeds.

The Hibernia partners have formed the Hibernia Management and Development Company Ltd. which will be responsible for the construction and operation of the Hibernia facilities on behalf of the project participants, Mobil Oil Canada, Ltd., Gulf Canada Resources Limited, Chevron Canada Resources Limited and Petro-Canada Inc..



Revised Hibernia Topsides Configuration

Revised Hibernia Development Plan

On March 30, 1990, the Board received a Hibernia Development Plan Update from Mobil on behalf of the project participants. This document describes the proposed changes to the project and reports the revised capital cost estimate to be $5.6 billion (1988 Cdn.). The Board expects to complete its review of this submission by mid year.

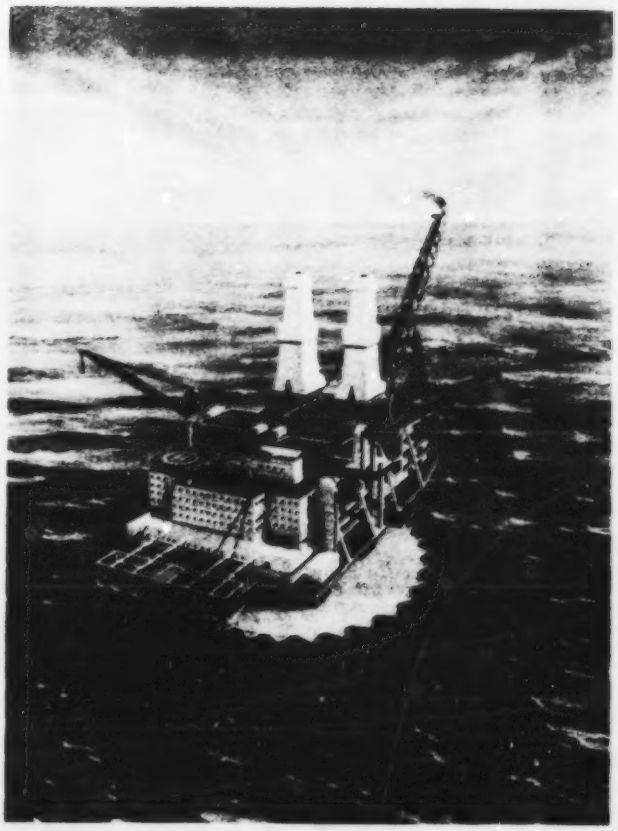
Terra Nova Project

During the year, the Board continued to monitor progress towards development of the Terra Nova field through regular reviews with Petro-Canada, the operator for the field. The company has undertaken or commissioned a number of studies to evaluate various development options. The preliminary development engineering program completed during 1989 investigated alternative surface and subsea production facilities, the associated marine support systems and the capabilities of Canadian fabrication facilities to construct the equipment.

The operator completed preliminary development engineering studies and continued the preparation of a geological model for the reservoir during 1989. A detailed study of reservoir performance under alternative production scenarios was begun at mid-year and was continuing at the end of March. This study is expected to be completed by mid 1990 and its results, when integrated with those of previously completed engineering studies, will enable the operator to evaluate the feasibility of developing this field.

If a decision is made to proceed with development of the field, the Board would expect a development application to be filed during the latter half of 1991.

The Board is conducting an assessment of aspects related to facilities selection and has undertaken a reservoir simulation study to assess the Terra Nova field's reservoir performance under different development scenarios. These studies are expected to be completed during 1990.



Artist's Conception – Hibernia Production Facility

OPERATIONS AND SAFETY

Regulatory Developments
In mid-1989, the Board participated, with federal and provincial government representatives, in the review of applications from parties seeking to be recognized as Certifying Authorities for offshore petroleum installations in Canada. As a result of this review, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norske Veritas (Canada) Ltd. and Lloyd's Register of Shipping were recognized, in February, 1990, as Certifying Authorities and were authorized to issue Certificates of Fitness for petroleum installations in offshore areas.

During the reporting period, the Board's staff continued to devote considerable effort to the development of regulations pertaining to petroleum installations and activities in the Newfoundland offshore area. For this purpose, they have participated extensively in both intergovernmental and government-industry committees considering the proposed regulations.

The Board has begun work on the preparation of guidelines dealing with the authorization of works and activities pertaining to petroleum exploration and development and the requirements for worker safety and emergency planning during the construction of offshore facilities. These draft guidelines will be reviewed with industry and other regulatory authorities having offshore jurisdiction before being finalized.

The Safety Assessment System, which the Board uses in the overall evaluation of applications for Drilling Program Authorization and the monitoring of offshore operational activities, was further refined during the year to streamline the system and ensure its compatibility with the regulations evolving through the government-industry review process.

Memoranda of Understanding
During the year, the Board concluded a Memorandum of Understanding with the Canadian Coast Guard concerning marine safety and the provision of related services in the Newfoundland Offshore Area and a second memorandum concerning the occupational health and safety of workers with the Newfoundland and Labrador Department of Employment and Labour Relations. In each case, the federal and provincial energy departments and the provincial Intergovernmental Affairs Secretariat are also signatories. Provision for these memoranda was made in the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts* to ensure effective co-ordination among the appropriate departments and agencies of government and to avoid duplication of work and activities.

Inspections
The Board's safety officers conducted seven safety inspections during the year in review. Of these, three were routine operational inspections and four were pre-operations inspections of a MODU and its three support vessels, conducted during the review of an application for a Drilling Program Authorization. All deficiencies noted during the inspections were resolved to the satisfaction of the Board.

Lost Time Accidents
Only one Lost Time Accident (LTA) occured during the reporting period. That accident, which occured on a drilling unit, resulted in a LTA frequency rate of 22.4 per million hours worked, compared with last year's rate of 25.9. There were no LTA's reported in the other activities related to offshore operations, which last year had an LTA rate of 28.0. While the frequency rate is mathematically correct, the relatively low number of hours worked during the reporting period provides inadequate data from which to draw meaningful conclusions.

ENVIRONMENTAL AFFAIRS

Environmental Co-ordination

The Newfoundland Environmental Advisory Committee was established pursuant to the Board's Memoranda of Understanding with the fisheries and environmental departments of the federal and provincial governments. These memoranda provide for a consultation mechanism among the parties, a forum for the exchange of advice and information and for the promotion of a co-ordinated approach to environmental protection. The Committee has completed the first full year of operation, during which its principal activity was the development of a recommended set of principles for environmental effects monitoring programs. This advice will assist the Board in the provision of guidance to Mobil concerning program requirements for the Hibernia project.

Oil Spill Exercise

The 1989 field exercise required pursuant to the terms of Texaco's Drilling Program Approval was conducted in April with the participation of Petro-Canada and Chevron.

This simulation of response to a nearshore spill was carried out at Ferryland on April 18 using personnel and equipment from industry's joint venture company Eastcoast Spill Response Inc.. This organization had been requested on the previous day to begin mobilization of equipment and personnel. The field portion was preceded by an exercise to test communications links and review the response procedures outlined in the operator's contingency plan. On the day of the field exercise ESRI transported equipment to the site, briefed participants and observers, and deployed and demonstrated countermeasures equipment both on the water and onshore. The strong winds and near freezing temperatures which prevailed during the day provided a rigorous test for both equipment and personnel.

The Board determined, based upon its observation and review of the exercise, that the regulatory requirements had been met by the participants.

Environmental Studies Research Funds (ESRF)
The Board continued to be involved with the ESRF through its representation on the Fund's Management Board. The ESRF funded six studies during the year, four of which are applicable to the Newfoundland Offshore Area.

- Tainting of Commercial Flatfish Species
- Sensitivity of Fish Eggs and Larvae to Petroleum Hydrocarbons
- Monitoring of a Recent Iceberg Scour
- Documentation and Archiving of Marine Radar Data Sets

The first three studies will be completed in the spring of 1990; the fourth was completed in late 1989.

Hibernia Construction Sites Environmental Management Committee (HCSEMC)
This committee was formed in 1986 by the provincial government pursuant to its Environmental Assessment Act. It is chaired by the Newfoundland and Labrador Department of Environment and Lands and consists of senior representatives of both federal and provincial government departments. The Board is represented on the committee by a Vice-Chairman and on the committee's technical working groups by staff of its Environmental Affairs Department. The committee's primary function is to oversee the preparation and implementation of a site-specific Environmental Protection Plan (EPP) for the Hibernia onshore and inshore construction sites. This will be an operational plan which will build on the results of the 1985 public review of the Hibernia Development Plan.

Public Hearings on Tanker Safety
The Board prepared and submitted a brief, describing its role in the exploration for and production of offshore petroleum, to the federal Public Review Panel on Tanker Safety and Marine Spills Response Capability. Members of the Board's Environmental Affairs staff attended the Panel's public hearings in August, 1989 and participated in a workshop on chronic oil spills sponsored by the Panel in October.

Oil Spill Response Capability
The offshore petroleum industry's joint venture company, Eastcoast Spill Response Inc., as part of an equipment upgrading program, has purchased two screw-pump type skimmers which have an increased capability to deal with the type of oil likely to be encountered in a Grand Bank spill. A system that will permit the injection of an emulsion breaking chemical at the skimmer head is now under development.

Environmental Conditions
Encroachment of pack ice and icebergs upon the Springdale M-29 wellsite in March of 1989 caused the Maersk Vinlander to leave location. The rig resumed operations on April 4, 1989.

Some 29 icebergs were tracked near the Springdale M-29 wellsite during the period of operations. Most notable of these was a large pinnacled iceberg with an estimated mass of 2.1 million tonnes, which grounded in almost 100 metres of water approximately 13 nautical miles northeast of the wellsite for 48 days, resisting all attempts to tow it free. The berg was monitored continuously while the drilling unit was on site, and was successfully deflected when it floated free of the seabed.

Wind and sea conditions did not significantly affect operations during the remainder of the program in April and May of 1989. Maximum winds and seas recorded during this period were 54 knots and 5.1 m respectively.

After a 10 month intermission, offshore drilling operations resumed with the spudding of Petro-Canada's King's Cove A-26 well by the Sedco 710 on March 6, 1990. However, on March 9, the rig was forced to leave location by encroaching pack ice and did not resume operations until the ice retreated on March 24. A second advance of the pack forced another withdrawal on March 26 and at year's end, the rig was still 'waiting on ice' south of the ice edge.

Wind and sea conditions were otherwise normal for the month of March and over one hundred icebergs were sighted well to the north and east of the drilling area. One berg passed 9 km to the east of the well location while the rig was off location.

CANADA-NEWFOUNDLAND BENEFITS

Exploration Activities
The Board reviewed and approved the Petro-Canada et al King's Cove A-26 Benefits Plan in December, 1989. Reactivation of the Sedco 710 and associated supply and services contractors commenced in early 1990 to facilitate startup of the King's Cove drilling program in March. Approximately 300 workers will be employed as a result of the program.

Hibernia Project
In 1989, discussions commenced with Mobil concerning how it would satisfy conditions to the Board's 1986 approval of the Hibernia Benefits Plan. In particular a system for monitoring and reporting Canada and Newfoundland benefits will be established, prior to project commencement, to provide for the Board's monitoring and review of major contracting activities and for regular reporting of project cost, Canadian-Newfoundland content and employment.

Expenditures
Offshore exploration and pre-development expenditures during the 1989 calendar year amounted to $53,713,000. Table 6 compares these expenditures with those of the previous year.

Employment
Direct Newfoundland-based employment associated with 1989 exploration and pre-development activities amounted to 1, 619 person months, compared with 8,690 person months in the previous year. Table 7 provides a detailed employment profile.

Benefits Memorandum of Understanding
Pursuant to the relevant provisions of the Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts, the Board concluded a Memorandum of Understanding concerning Canada and Newfoundland benefits with four federal and five provincial departments and agencies. This Memorandum provides a framework for the administration of legislative provisions related to the supply of goods and services and employment to offshore exploration and production projects. The MOU describes the Board's consultative process with government departments and agencies as it undertakes its responsibilities as the lead regulatory agency for dealing with the offshore petroleum industry on procurement and employment matters.

TABLE 6

Expenditure Summary ($ 000)

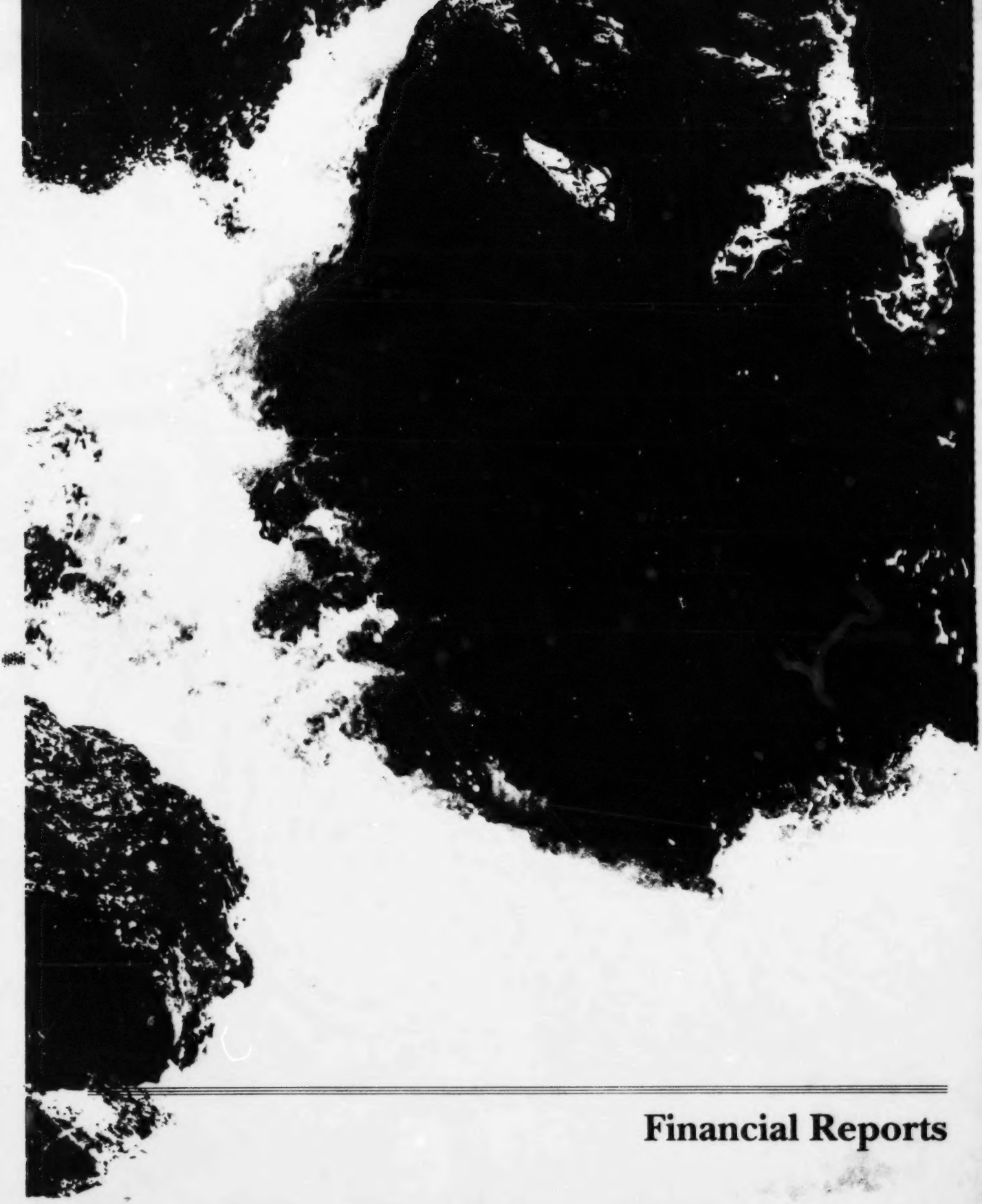
Activity		1989		1988
Geophysical/Geological		1,284		2,071
Drilling				
Equipment	14,219		67,038	
Consumables	6,536		22,083	
Services	6,520		26,880	
Logistics/Support	2,464		11,921	
Other	215		5,591	
		29,954		133,513
Pre-Development		21,502		15,354
E&T and R&D*		973		793
Total		**53,713**		**151,731**

*Education and Training and Research and Development

TABLE 7

Employment Profile

Company Type	Person-months (1989 1988)									
	Nfld. Resident		Other Canadian		Total Canadian		Non Canadian		Total	
Oil Company	226	471	66	113	292	584	132	95	424	679
Drilling Contractor	220	1,410	101	1,115	321	2,525	0	12	321	2,537
Service / Support Vessel Contractor	97	1,351	3	309	100	1,660	0	0	100	1,660
Other Contractor	704	3,024	70	781	774	3,805	0	9	774	3,814
Total	**1,247**	**6,256**	**240**	**2,318**	**1,487**	**8,574**	**132**	**116**	**1,619**	**8,690**
% of Total	**77**	**72**	**14.8**	**26.7**	**91.8**	**98.7**	**8.2**	**1.3**	**100**	**100**



Financial Reports

FINANCIAL NOTES

1. Details of fixed asset expenditures for 1989-90, with comparative figures for the two previous years are shown below:

	1987/88	1988/89	1989/90
Computer Equipment	$ 52,505	38,543	$112,308
Computer Software	121,983	*(12,742)	37,871
Furniture, Equipment and Fixtures	7,993	169,925	**64,625
Vehicles	–	–	***52,493
	$ 182,481	**195,726**	**$267,027**

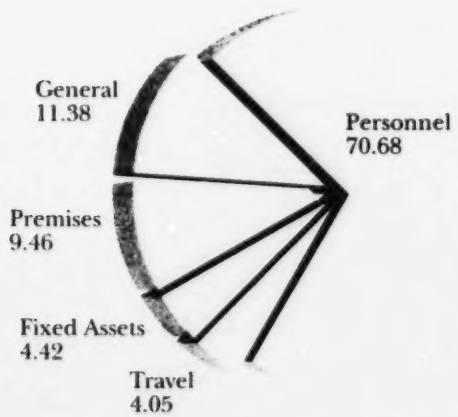
*During the 88/89 fiscal year the Board received a refund of $15,448 related to its participation in the development of a computer program.

**Purchases of equipment and furniture in the amount of $25,598 for the new Core Storage and Research Centre are included in the 1989-90 costs.

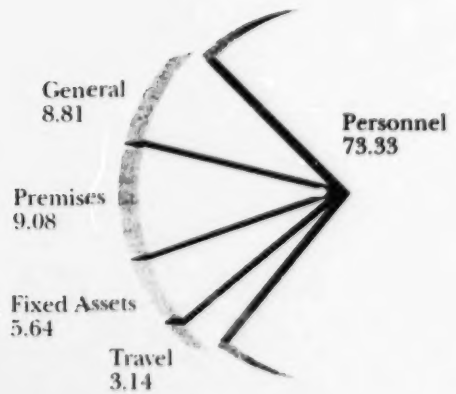
***During the 89/90 fiscal year the Board replaced its four year old fleet of three vehicles.

2. Capital asset expenditures during the 89/90 fiscal year were $54,325. This represents the cost of completing the Board's Core Storage and Research Centre. The total cost of this centre is $1,634,647 which includes $161,732 for fixtures and equipment.

Expenditures
(percentage of total expenditures)



Total Expenditure (1988/89)
$4,423,900



Total Expenditure (1989/90)
$4,734,025

AUDITORS' REPORT AND FINANCIAL STATEMENTS

Ernst & Young

AUDITORS' REPORT

To the Members of the
Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board

We have examined the combined funds balance sheet of **Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board** as at March 31, 1990 and the statements of revenue and expenditure and building capital fund for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Board as at March 31, 1990 and the results of its operations for the year then ended, in accordance with accounting principles as described in note 2 to the financial statements applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Ernst + Young

St. John's, Newfoundland,
April 30, 1990.

Chartered Accountants

COMBINED FUNDS BALANCE SHEET

As at March 31

	1990 $	1989 $
ASSETS		
Current		
Investments (Note 3)	**213,000**	500,000
Accounts receivable	**16,013**	11,593
Claims receivable	**302,990**	—
Total Current Assets	**532,003**	511,593
Fixed		
Land	**92,873**	92,873
Building	**1,338,809**	1,325,717
Landscaping and Parking Lot	**41,233**	—
	1,472,915	1,418,590
	2,004,918	1,930,183
LIABILITIES AND ACCUMULATED FUNDS		
Current		
Bank overdraft	**170,934**	65,962
Accounts payable and accrued liabilities	**361,069**	445,631
Total current liabilities	**532,003**	511,593
Accumulated funds		
Building Capital Fund	**1,472,915**	1,418,590
	2,004,918	1,930,183

See accompanying notes

On behalf of the Board:

H. James Strain, P. Eng.
Member

John J. Zwolinski
Member

STATEMENT OF REVENUE AND EXPENDITURE

Year Ended March 31

	1990 $	1989 $
REVENUE		
Grants		
Government of Canada	**2,350,260**	2,192,868
Government of Newfoundland & Labrador	**2,350,259**	2,192,868
	4,700,519	4,385,736
Interest and charges	**33,507**	38,164
Total revenue	**4,734,026**	4,423,900
EXPENDITURE		
Personnel	**3,471,328**	3,126,974
Travel	**148,882**	179,150
Premises	**429,694**	418,507
Fixed assets	**267,027**	195,726
General	**417,095**	503,543
Total expenditure	**4,734,026**	4,423,900
Excess of revenue over expenditure	—	—

See accompanying notes

STATEMENT OF BUILDING CAPITAL FUND

Year Ended March 31

	1990 $	1989 $
Capital grants		
Government of Canada	**27,163**	631,348
Government of Newfoundland & Labrador	**27,162**	631,348
	54,325	1,262,696
Capital fund, beginning of year	**1,418,590**	155,894
Capital fund, end of year	**1,472,915**	1,418,590

See accompanying notes

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

March 31, 1990

1. Purpose of Organization

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board was formed in 1985 to administer the relevant provisions of the Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts as enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Newfoundland and Labrador. The Board is funded by equal contributions from both the Provincial and Federal governments.

2. Significant Accounting Policies

Except for fixed assets, the Board has adopted accounting policies which are generally accepted for use by organizations of this nature. The more significant of these policies are as described below:

(a) Basis of accounting

The board employs fund accounting, classifying financial statement items in either the operating fund or capital fund. These funds together comprise the combined funds as shown on the balance sheet.

- The operating fund represents the cost of the operating assets and liabilities of the Board. Operating expenditures including expenditures for furniture, equipment and vehicles are funded through grants from the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador.
- The capital fund represents the cost of the land and building owned by the Board.

(b) Fixed assets

The Board follows the practice of charging to operations expenditures for furniture, equipment and vehicles in the year of acquisition. Long-term assets, such as building and land costs, are capitalized in the capital fund. Proceeds from the sale of all fixed assets are repayable to the Federal and Provincial governments. Expenditures for leased assets, whether operating or capital in nature, are charged to operations in the year of payment.

3. Investments

	Purchase Date	Maturity Date	Interest Rate	1990 $	1989 $
Term deposits	March 29/90	April 6/90	10.00%	155,000	—
	March 31/90	April 3/90	9.50%	58,000	—
	March 31/89	April 7/89	9.25%	—	300,000
	March 31/89	April 7/89	9.25%	—	200,000
				213,000	**500,000**

4. Commitments

The Board is committed under terms of a premises lease to make annual rental payments of approximately $388,000 to April 30, 1991.

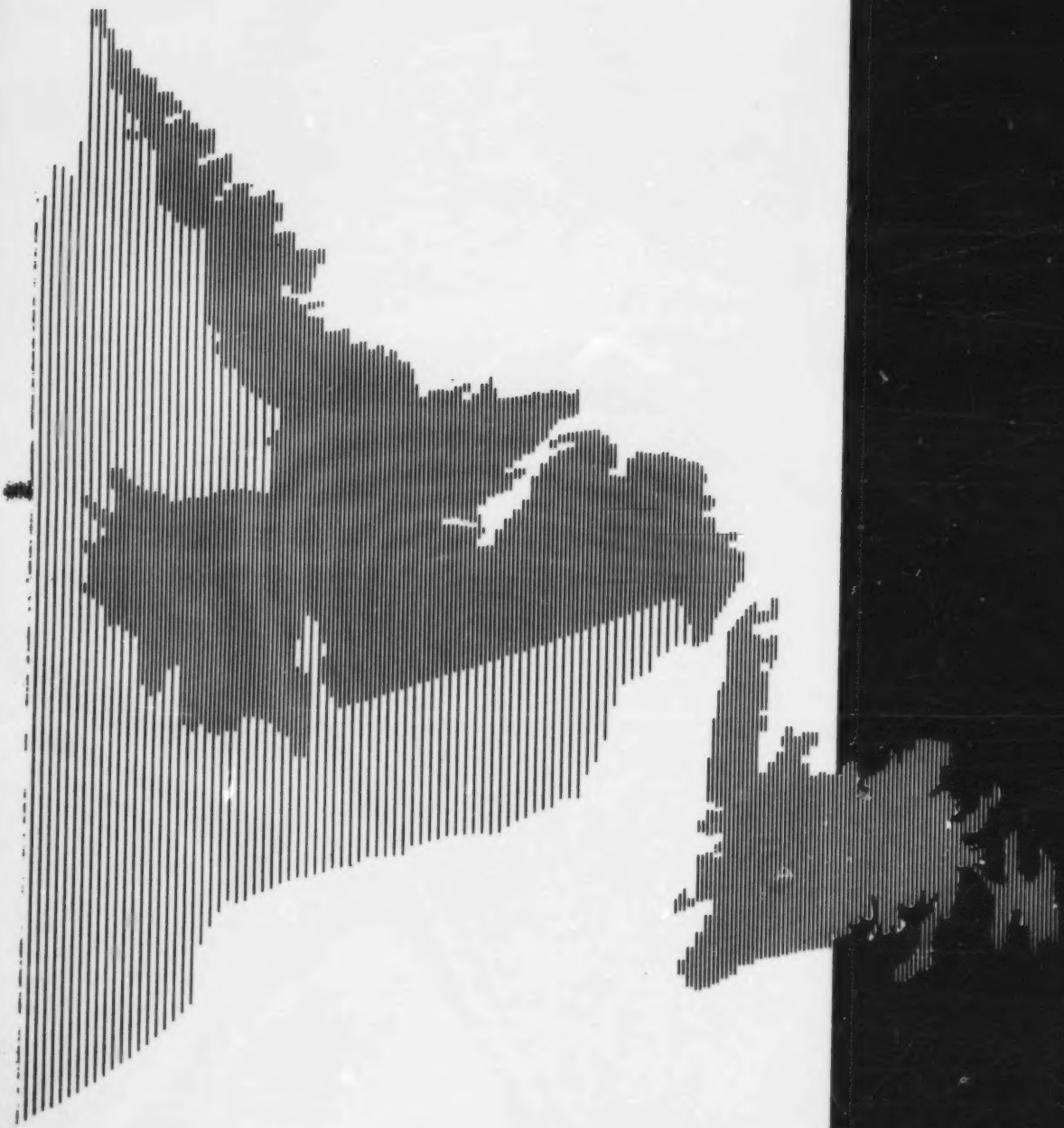
5. Tax-exempt Status

The Board is a non-profit organization and is exempt from income tax under Section 149 of the Income Tax Act.

CANADA-TERRE-NEUVE

L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Rapport annuel 1989 - 1990



PROFIL

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers est l'organisme gouvernemental responsable de la gestion des ressources pétrolières et de l'administration de la réglementation régissant les activités de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures au large de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Office relève à la fois du gouvernement du Canada et de celui de Terre-Neuve et du Labrador, auxquels il présente chaque année son rapport par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministre des Mines et de l'Énergie respectivement.

TABLE DES MATIÈRES

Rapport du président et premier dirigeant 2

Rapport d'activité 1988 - 1989 5
- Gestion des terres 6
- Activité de prospection 10
- Activité de mise en valeur 13
- Opérations et sécurité 15
- Affaires environnementales 16
- Retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve 18

Rapports financiers 19
- Renseignements à caractère financier 20
- Rapport des vérificateurs et états financiers 21

ISBN 0-921569-07-6

Rapport annuel 1989-1990

CANADA- TERRE-NEUVE
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

23, mai 1990

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Resources
Gouvernement du Canada

L'honorable Rex Gibbons, Ph.D.
Ministre des Mines et de l'Énergie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador

Messieurs les Ministres,

Nous, membres de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément aux dispositions de la législation régissant la mise en oeuvre de l'Accord atlantique, le rapport annuel ainsi que les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 1990.

Veuillez agréer, Messieurs les Ministres, les assurances de notre haute considération.

H James Strain

Le président et premier dirigeant
H. James Strain, ing.

Le vice-président
J.G. Fitzgerald, ing.

Le vice-président
D. Henao, P.Geo.

G Ross Peters

G. Ross Peters, ing.
Membre

Hugh G. Miller

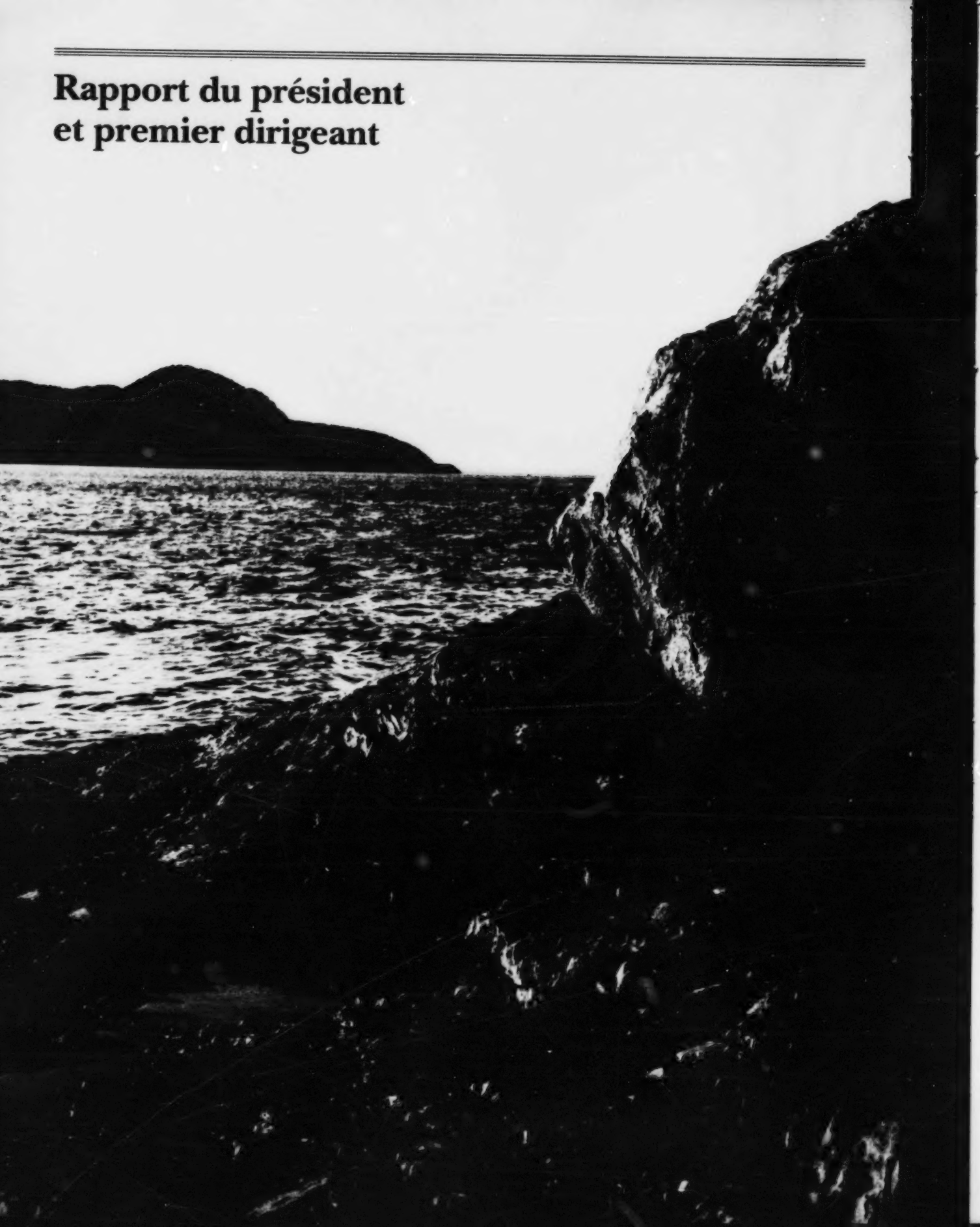
Hugh G. Miller, P.Geo.
Membre

John J Zwolinski

John J. Zwolinski
Membre

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Rapport du président et premier dirigeant



J'ai le plaisir de présenter le cinquième rapport annuel de l'Office, qui résume les activités de l'exercice financier allant du 1er avril 1989 au 31 mars 1990.

Sur la scène de l'industrie pétrolière au Canada, 1989 a été marquée par un nombre élevé d'acquisitions et de fusions, ainsi que par la poursuite des processus de restructuration de l'industrie et de réduction de la dette. Malgré une augmentation et une stabilisation des prix du brut, on constate une baisse des profits du secteur amont et un fort déclin des dépenses en capital, notamment dans le domaine des forages d'exploration.

Les activités de forage au large de Terre-Neuve sont à leur plus bas niveau depuis 1977, un seul nouveau puits ayant été foré au cours de l'année financière; en date du 31 mars 1990, seule la plate-forme extracôtière Sedco 710 continuait ses activités au large de la côte est.

Néanmoins, l'intérêt à long terme que suscite l'exploration au large de Terre-Neuve s'est manifesté par le nombre d'offres déposées pour l'obtention de nouveaux permis d'exploration en 1988 et 1989. Des permis ont été délivrés pour cinq des huit parcelles offertes en 1989; y sont associés des engagements financiers de l'ordre de 50 millions de dollars, ce qui porte à quelque 95 millions de dollars les engagements d'exploration des grandes sociétés pétrolières pour les trois prochaines années.

Ces dernières années, des puits d'exploration ont surtout été forés dans la zone du bassin Jeanne-d'Arc, mais les zones désignées par l'industrie en prévision de la vente de permis de 1990 témoignent d'un intérêt accru pour les autres bassins de sédimentation extracôtiers de Terre-Neuve. Quelque 2 000 km^2 sujets à des permis d'exploration détenus par Mobil et Petro-Canada ont été rendus à l'État le 31 mars 1990, date de leur expiration, et ont fait l'objet d'un appel de désignation en avril 1990; les parcelles désignées par l'industrie pourront être ajoutées à l'appel d'offres qui sera lancé cet automne.

L'entente définitive qui liera les propriétaires du projet Hibernia et les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve devrait être signée vers le milieu de 1990. Ces quinze derniers mois, Mobil a modifié les plans des installations de surface en remplaçant les 20 modules prévus par cinq supermodules et huit structures montées sur les installations de surface. Le nouveau concept a rendu obsolète l'élément support principal (ESP), conçu à l'origine pour absorber le poids des 20 modules. L'Office a évalué que le nouveau plan améliorera de façon notable la sécurité des travailleurs. Autre changement important relié au projet Hibernia, l'endroit où sera construite la plate-forme a été déplacé de 15 km en travers de l'isthme d'Avalon, de la baie de Plaisance à celle de Trinity. Ce nouveau site présente plusieurs avantages physiques sur le précédent.

En 1989, l'Office a continué à superviser l'avancement des travaux de mise en valeur d'Hibernia grâce à des rencontres mensuelles avec Mobil. On en est à élaborer les modalités de surveillance et de rapport sur les retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve.

Au début de 1990, l'Office a proclamé un avis de découverte commerciale et délivré à Mobil une licence de production de 25 ans sur les réserves du champ d'Hibernia. Les propriétaires ont récemment enregistré la Hibernia Management and Development Company Ltd. pour

s'occuper du projet et, le 1er janvier 1990, nommé à sa présidence un employé de longue date de Mobil Oil Canada. La signature de l'entente définitive sera suivie de l'attribution de deux contrats d'une valeur totale d'un milliard de dollars: celui concernant la fabrication et l'acquisition des installations de surface et les services liés au projet, et celui concernant la construction de la structure à embase-poids.

Au cours de l'année, l'Office s'est entretenu avec les représentants de l'industrie au sujet de futures activités d'exploration et d'éventuels projets de mise en valeur autres que ceux d'Hibernia. À la fin de l'année financière, le personnel de l'Office était sur le point d'achever une étude de modélisation de réservoir sur le champ pétrolier Terra Nova. On prévoit que Petro-Canada et ses associés déposeront en 1991 un plan de mise en valeur pour cette région.

Trois protocoles d'entente reliés à des préoccupations communes ont été conclus entre l'Office et divers ministères et agences des deux gouvernements; ils concernent la santé et la sécurité professionnelles, les retombées économiques aux niveaux de l'industrie et de l'emploi, et la sécurité maritime. Cela porte à six le nombre de protocoles conclus avec 15 ministères provinciaux et fédéraux. Les lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique prescrivent ce processus en vue d'accélérer la coordination entre les ministères, l'Office servant d'agence de négociation avec l'industrie pétrolière en ce qui concerne ces domaines des activités d'exploration et de mise en valeur extracôtières.

Achevé en 1989, le Centre de stockage des carottes et de recherche est maintenant ouvert à quiconque désire examiner les carottes et les échantillons de roche et de liquides provenant de puits forés au large de Terre-Neuve. L'Office désire par la présente remercier l'honorable Jake Epp, ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et l'honorable Rex Gibbons, ministre des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador, qui ont présidé les cérémonies d'ouverture du Centre le 8 juin 1989.

Je suis également heureux de souhaiter la bienvenue au Dr Hugh G. Miller, de St. John's, qui est devenu membre de l'Office le 17 août 1989. Les connaissances et l'expérience de M. Miller dans le domaine de la géophysique représenteront un sérieux atout pour l'Office.

Enfin, je veux témoigner ma reconnaissance et celle de l'Office à M. J.E. (Ted) Baugh, qui a pris sa retraite le 17 avril 1989 après avoir assumé la présidence pendant trois ans et demi. Les politiques et procédures internes et les directives à l'endroit de l'industrie qu'il a établies à titre de premier président ont grandement contribué au bon fonctionnement de l'Office. Nous souhaitons tous à monsieur Baugh les meilleures chances de succès dans ses futures entreprises.

Le président et premier dirigeant,

H. James Strain

Membres de l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers
Au premier plan (de g. à d.): Diego Henao, H. James Strain, John Fitzgerald
Derrière (de g. à d.): Hugh Miller, John Zwolinski, Ross Peters.

Rapport d'activité 1989/90

GESTION DES TERRES

Des terres au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador peuvent être détenues aux termes de l'une des catégories suivantes :

- PERMIS DE PROSPECTION
  Délivré pour une période maximale de neuf ans, un permis de prospection confère quatre droits exclusifs : celui de mener des activités d'exploration pétrolière, celui d'effectuer des forages et des tests pour trouver du pétrole, celui d'aménager la région pour la production du pétrole et celui d'obtenir un permis de production.
- ATTESTATION DE DÉCOUVERTE IMPORTANTE
  Cette attestation, qui confère les mêmes droits que le permis de prospection, est délivrée pour une période indéfinie après qu'une découverte importante a été faite et attestée par l'Office.
- PERMIS DE PRODUCTION
  Délivré pour une période de 25 ans, ce permis confère, outre les droits prévus par l'attestation de découverte importante, des droits exclusifs de production du pétrole et de propriété sur celui-ci. Ce permis est accordé après qu'une déclaration de découverte commerciale a été émise et que la zone de découverte commerciale correspondante a été délimitée.

Situation des terres

On trouvera au tableau 1 un sommaire de la répartition des terres et des changements à cet égard au cours de l'année. De plus, Gulf, Mobil et Texaco (figure 1) détiennent des droits de prospection sur des terres couvrant quelque 2,25 millions d'hectares au sud de St. Pierre et Miquelon qui font actuellement l'objet d'un moratoire dans l'attente de la résolution du différend concernant les droits souverains autour des îles.

Périmètres de découverte importante et de découverte commerciale

Trois demandes d'attestation de découverte importante ont été traitées au cours de l'année : celles reliées aux puits Fortune G-57 et Springdale M-29 ont été approuvées; celle reliée au puits East Rankin H-21, déposée par Petro-Canada le 2 février 1990, n'a pas été approuvée par l'Office, en attendant le résultat d'un appel au Comité du pétrole et du gaz naturel.

Le 12 janvier 1990, l'Office a émis une déclaration de découverte commerciale touchant 63 sections du champ Hibernia; ce genre de déclaration est un prérequis pour la délivrance d'un permis de production.

Permis de production et attestations de découverte importante

La déclaration de découverte commerciale susmentionnée a été suivie, le 21 mars 1990, par la délivrance d'un permis de production en prévision de l'exploitation éventuelle du champ. Il s'agit du premier permis de ce genre délivré au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador.

À la fin de l'année, l'Office avait reçu des demandes d'attestations de découverte importante pour 12 périmètres de découverte importante associés à trois permis de prospection qui arrivaient à expiration le 31 mars. Ces attestations reconnaissent les diverses structures de propriété dans quelques-uns de ces périmètres et prorogent l'échéance des droits de propriété accordés par les permis de prospection.

TABLEAU 1

Sommaire de la répartition des terres (1er avril 1989 – 31 mars 1990)
Hectares

Titulaire	Nombre d'ententes d'exploration au 1 avril 1989		Nombre de périmètres de découverte importante au 1 avril 1989		Terres abandonnées durant l'exercice financier	Nombre de permis de prospection au 31 mars 1990		Nombre d'attestations de découverte importante au 31 mars 1990		Nombre de permis de production au 31 mars 1990	
Mobil Oil Canada	3	*300 100*	4	*37 010*	*184 367*	1	*12 363*	37	*118 095*	1	*22 285*
Labrador Group	–	–	4	*25 185*	–	–	–	4	*25 185*	–	–
Petro-Canada	2	*76 236*	1	*4 625*	*7 136*	4	*201 173*	1	*4 980*	–	–
Shell Canada	1	*228 826*	–	–	*228 826*	1	*52 501*	–	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	–	–	1	*2 900*	–	–	–	1	*2 900*	–	–
BP Canada	1	*58 817*	–	–	–	2	*96 082*	–	–	–	–
ESSO Resources	–	–	–	–	–	1	*42 807*	–	–	–	–
Total	**7**	***663 979***	**10**	***69 720***	***420 329***	**9**	***404 926***	**43**	***151 160***	**1**	***22 285***

Appel d'offres de 1989
Suite aux résultats de l'appel de désignation n° NF 88-1, l'Office a ajouté huit parcelles de terre à un appel d'offres qui a pris fin le 26 septembre 1989. Par sa réponse, l'industrie a manifesté qu'elle s'intéressait toujours au bassin Jeanne-d'Arc, pour lequel ont été délivrés cinq permis de prospection engageant des dépenses d'environ 50 millions de dollars. Le tableau 2 rend compte des résultats de cet appel d'offres.

Appel d'offres de 1990
Le 8 mars 1990, l'Office a annoncé qu'au moins quatorze parcelles de terre, couvrant environ 3 500 000 hectares, seront offertes dans le cadre du processus d'octroi de 1990. Neuf de ces parcelles sont situées au large de la côte ouest de la province, où aucune activité de forage n'a encore été menée, deux dans le bassin South Wales et les trois autres dans la zone de Flemish Pass.

Les quelque 200 000 hectares de terres du bassin Jeanne-d'Arc abandonnées à la fin mars feront l'objet d'un autre appel de désignation au début d'avril. Si l'industrie se montre encore intéressée à ces terres, des parcelles supplémentaires seront sans doute ajoutées aux quatorze déjà approuvées en vue d'un appel d'offres qui se termine à l'automne 1990.

Collecte de fonds
Aux termes des lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office est comptable de collecter certaines recettes. Au cours de l'exercice financier, il a collecté une somme de 537 500 $ en confiscation d'un dépôt lorsque Shell a décidé de ne pas donner suite à son engagement relié au permis de prospection #294; 4 500 $ en frais de délivrance; 200 $ pour les permis d'exploitation; et 1 052,75 $ en frais associés au système d'enregistrement. Cela porte à 543 252,75 $ le total des fonds collectés.

TABLEAU 2

Appel d'offres de 1989

Parcelle n°	Hectares	Soumissions en valeur de travail	Permis de prospection délivrés à	Intérêt (%)
4	42 807	25 868 664,00 $	Esso Resources (1989) Ltd.	25
			Bow Valley Industries Ltd.	25
			Chevron Canada Resources Limited	25
			Shell Canada Limited	25
5	52 501	4 558 778,00 $	Shell Canada Limited	100
6	55 340	15 144 324,80 $	Petro-Canada Inc.	100
7	37 265	1 000 000,00 $	BP Canadian Holdings Limited	80
			BP Resources Canada Limited	20
8	77 088	3 136 501,98 $	Petro-Canada Inc.	100

FIGURE 1
Terres octroyées en date du 31 mars 1990 et parcelles touchées par la vente de terres de 1990 au large de Terre-Neuve et du Labrador

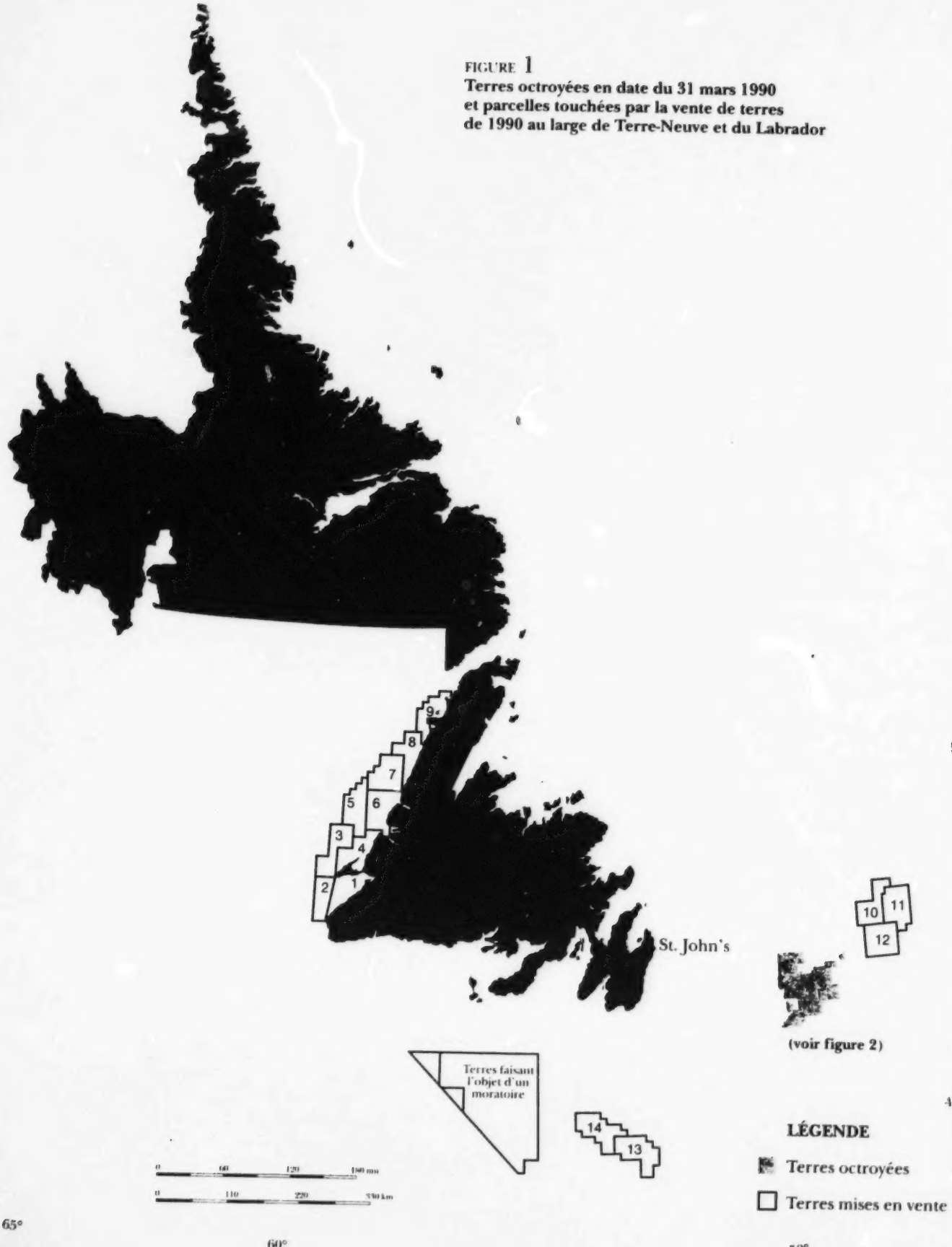
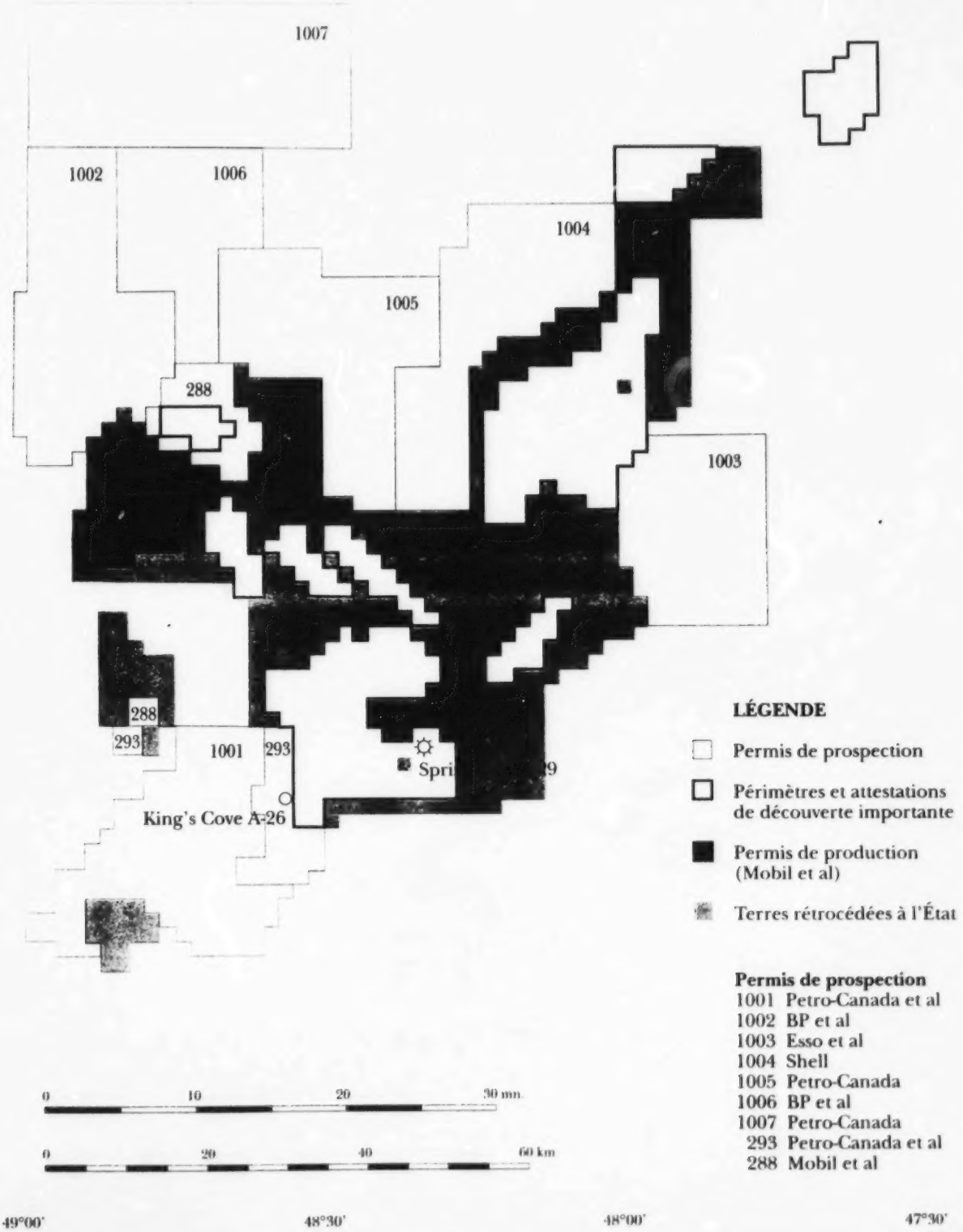


FIGURE 2
Terres octroyées et terres rétrocédées à l'État en date du 31 mars 1990 dans le secteur nord-est des Grands Bancs



ACTIVITÉ DE PROSPECTION

Forages

Avec un seul puits foré durant l'exercice financier 1989-1990, les activités de forage ont atteint leur plus bas niveau depuis 1979, année de la découverte d'Hibernia (figure 3, tableau 4).

Le puits Springdale M-29 de Texaco et al., foré le 11 février 1989, a été abandonné le 14 mai 1990; on avait alors atteint une profondeur de 3 192 m. Le puits a laissé s'échapper du pétrole lourd (14,4° API) selon un débit de 63 m^3 par jour à 1 500 m; une autre zone, à 1 300 m, a laissé échapper du gaz naturel selon un débit de 331 000 m^3 par jour (tableau 3).

Un second puits, le King's Cove A-26 de Petro-Canada et al., situé à quelque 5 km au sud-ouest du puits de découverte Terra Nova K-08, a été foré le 6 mars 1990 avec un objectif de 3 100 m de profondeur; en date du 31 mars, il avait atteint 576 m.

Évaluations géologiques et géophysiques

Au cours de l'année, l'Office a achevé deux activités importantes de son programme de détermination du potentiel en ressources pétrolières de la région extracôtière de Terre-Neuve.

Après avoir mené à terme une compilation amorcée en 1987, le personnel de prospection de l'Office a pu dresser une série de 14 cartes du bassin Jeanne-d'Arc à partir de données sur les puits et les sondages sismiques fournies par l'industrie et de ses propres interprétations sismiques et géologiques.

Le personnel de l'Office a rédigé un rapport sur le potentiel en hydrocarbures des sédiments du paléozoïque inférieur au large de la côte ouest de Terre-Neuve. Ce rapport est fondé sur une solide recherche documentaire et sur l'analyse géochimique, par l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de Calgary, d'échantillons récoltés par le personnel de l'Office sur des affleurements au cours d'études sur le terrain dans l'ouest de Terre-Neuve.

La série de cartes sur le bassin Jeanne-d'Arc et les rapports géologiques sur l'ouest de Terre-Neuve sont accessibles au public; quiconque est intéressé à évaluer le potentiel en hydrocarbures de ces régions peut en obtenir un exemplaire.

Évaluation des ressources pétrolières du bassin Jeanne-d'Arc

De concert avec la Commission géologique du Canada, l'Office a terminé au cours de l'année une évaluation du potentiel pétrolier du bassin Jeanne-d'Arc. En ayant recours au système d'évaluation du Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières de la Commission et aux paramètres quantitatifs de l'Office, on a évalué que le potentiel pétrolier du bassin pouvait aller de 3,3 à 5,3 milliards de barils de pétrole, à des degrés de certitude de 75 % dans le premier cas et de 25 % dans le second. À la lumière de ces évaluations, le bassin Jeanne-d'Arc contient des réserves pétrolières supérieures à la moyenne.

TABLEAU 4

Activités extracôtières

Activité	Au 31 mars 1989	Total au 31 mars 1990
Puits commencés:		
exploration	114	115
délimitation	23	23
Puits achevés:		
exploration	113	114
délimitation	23	23
Mètres forés:		
exploration	392 205	393 071
délimitation	89 642	89 642
Tirs sismiques (km):	597 306*	597 306

*Chiffres révisés

TABLEAU 3

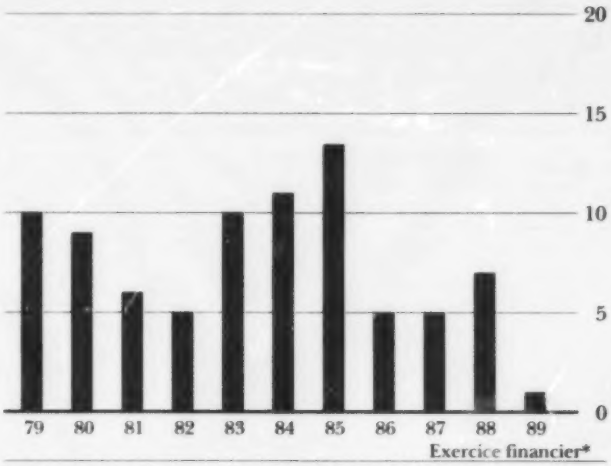
Activité du forage

Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Commencé / Repris Suspendu / Terminé	État 31 mars 1990	Profondeur totale (m)
Texaco et al Springdale M-29	48° 28′ 48″ N 48° 19′ 30″ O	Maersk Vinlander	89-02-11 / 89-04-06 89-03-09 / 89-05-14	Abandonné (puits de gaz et de pétrole)	3 192
Petro-Canada et al King's Cove A-26	46° 25′ 09″ N 48° 33′ 07″ O	Sedco 710	90-03-06	Suspendu (banquise)	576

Centre de stockage des carottes et de recherche
L'ouverture officielle de l'installation a eu lieu le 8 juin 1989, en présence de l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, représentant le gouvernement du Canada, et de l'honorable Rex Gibbons, ministre des Mines et de l'Énergie, représentant le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador. Y ont accès les géologues et les ingénieurs en gisements des entreprises, des universités et de l'Office. Les échantillons de roches et d'autres matériaux et données obtenus de puits forés au large de Terre-Neuve et du Labrador ont été transférés au Centre, à St. John's, depuis les installations de l'APGTC à Dartmouth (Nouvelle-Écosse). De plus, certains échantillons entreposés au ministère provincial des Mines et de l'Énergie ont été transférés et intégrés à la collection du Centre.

FIGURE 3

Activité de forage au large de Terre-Neuve et du Labrador
Puits commencés



*Du 1er avril de l'année indiquée au 31 mars de l'année suivante

Examen d'échantillons de carottes à l'occasion de l'inauguration du Centre de stockage des carottes et de recherche
Au premier plan (de g. à d.): Susan Gower [Office], l'honorable Jake Epp [ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources], l'honorable Ross Reid [député de St. John's West], l'honorable Rex Gibbons [ministre des Mines et de l'Énergie], Diego Henao [vice-président de l'Office]

TABLEAU 5

Ressources découvertes – région du nord-est des Grands Bancs

Champ (exploitant)	Ressources découvertes récupérables* Pétrole $m^3 x 10^6$ (millions de barils)		Gaz $m^3 x 10^9$ (milliards de pieds cubes)		LGN** $m^3 x 10^6$ (millions de barils)	
Hibernia (Mobil)	106,0	*666*	28,7	*1 017*	17,7	*111*
Ben Nevis (Mobil)	3,0	*19*	6,5	*229*	4,7	*30*
South Tempest (Mobil)	1,3	*8*	–		–	
Hebron (Mobil)	31,0	*195*	–		–	
Nautilus (Mobil)	2,1	*13*	–	–		
North Dana (Mobil)			13,3	*470*	1,8	*11*
Terra Nova (Petro-Canada)	64,6	*406*		–	–	
Trave (Husky/Bow Valley)	–		0,8	*30*	0,2	*1*
South Mara (Mobil)	0,6	*4*	4,1	*144*	1,2	*8*
Whiterose (Husky/Bow Valley)	28,4	*178*	42,7	*1 509*	9,2	*58*
West Ben Nevis (Petro-Canada)	4,0	*25*	–		–	
Mara (Mobil)	3,6	*23*	–		–	
North Ben Nevis (Husky/Bow Valley)	2,9	*18*	3,3	*115*	0,7	*4*
Fortune (Husky/Bow Valley)	0,9	*6*	–		–	
Springdale (Texaco)	2,2	*14*	6,7	*236*	–	
Total (31 mars 1990)	**250,6**	***1 576***	**106,1**	***3 750***	**35,5**	***223***
Total (31 mars 1989)	**248,4**	***1 562***	**99,4**	***3 514***	**35,5**	***223***

*Suivant un facteur de probabilité de 50 p. 100
**Liquides de gaz naturel

Système de localisation de point de tir

Au cours des dernières années, l'Office et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada ont mis au point conjointement un système informatisé de localisation de point de tir qui permet l'extraction précise des données sismiques. Quelque 600 000 kilomètres de lignes de sondage sismique ont été tirées par l'industrie au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador depuis le début des activités de prospection en 1964. Plus de la moitié des données à ce sujet ont déjà été introduites dans le système et ce travail se poursuit. Comme il s'agit d'un programme permanent, les nouvelles données obtenues par l'industrie seront ajoutées à mesure qu'elles parviendront à l'Office.

Projet Hibernia

En 1989, les plans des installations de surface de la plate-forme de production Hibernia ont été réévalués, à partir des résultats d'études menées par la société norvégienne Aker Engineering; il en a résulté une modification fondamentale de la conception de la plate-forme.

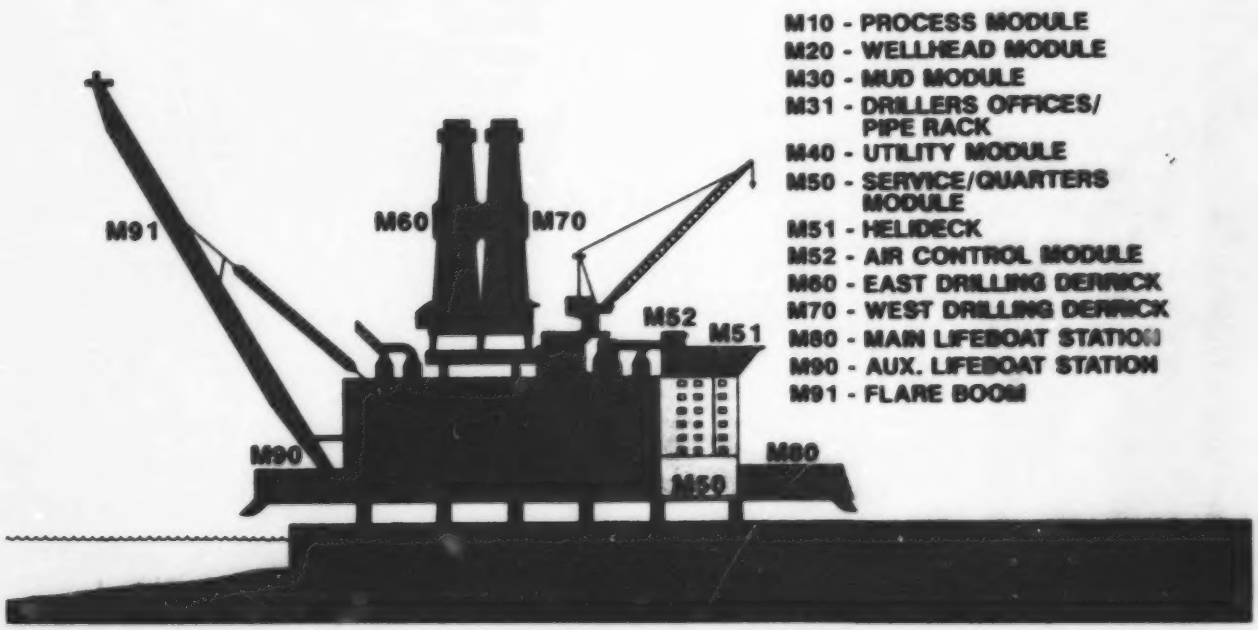
La nouvelle structure est composée de cinq grands modules où seront logés la machinerie et l'équipement; ces modules, soudés les uns aux autres à Terre-Neuve, formeront ensemble un pont intégré. Un assemblage de huit structures de surface sera installé sur ce pont, complétant ainsi des installations de surface d'un poids total d'environ 32 740 tonnes, soit quelque 10 000 tonnes de moins que dans le plan original. Cette modification devrait réduire de façon substantielle le coût de ces installations et produire des économies notables pour la structure à embase-poids. On prévoit réaliser d'autres économies en modifiant le plan du système de chargement.

Ces changements ont donné lieu à de nouvelles négociations entre les gouvernements et les propriétaires du projet, notamment au niveau des clauses du protocole d'entente de juillet 1988 relatives à l'emploi et aux retombées industrielles.

L'entente finale avec ses nouvelles dispositions devrait être signée vers le milieu de 1990. Subséquemment, deux contrats majeurs seront accordés, l'un pour la conception et la construction de la structure à embase-poids et l'autre pour la construction des installations de surface, ainsi que l'approvisionnement et les services qui y sont reliés. Deux entreprises (Newfoundland Offshore Development Corporation et North Atlantic Contractors) ont déposé des soumissions pour la SEB, et trois (Bantrel Group Engineers Ltd., LNF et Newfoundland Offshore Contractors) pour les installations de surface.

Outre les trois études reliées aux nouveaux plans des installations de surface, Mobil a fourni à l'Office copie de quatorze autres études touchant le projet de mise en valeur d'Hibernia. Deux de ces études ont été entreprises pour donner suite aux modalités établies par l'Office dans le document *Décision 86.01*: la première évalue les risques de sismicité du site d'Hibernia, et la seconde établit l'instrumentation nécessaire pour surveiller l'intégrité structurale des installations. L'incorporation des résultats de ces deux études aux plans du projet sera supervisée par la Commission de certification à mesure que seront produits les plans détaillés des installations.

Les partenaires d'Hibernia ont fondé la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia Ltée, qui sera responsable de la construction et de l'exploitation des installations d'Hibernia au nom des autres participants au projet, soit Mobil Oil Canada, Ltd., Gulf Canada Resources Limited, Chevron Canada Resources Limited et Petro-Canada Inc.



Version révisée de la configuration des installations de surface

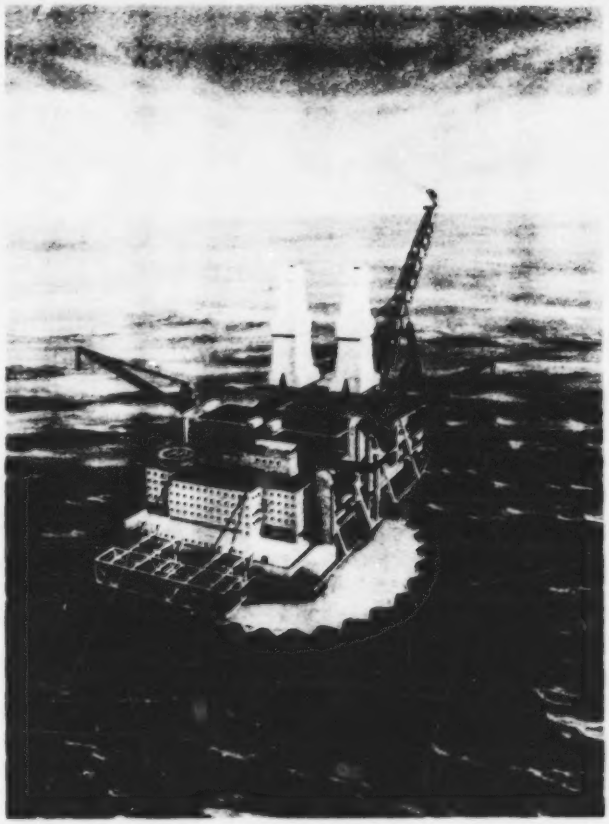
Plan révisé de mise en valeur d'Hibernia
Le 30 mars 1990, Mobil, au nom des autres participants au projet, a présenté à l'Office une révision du plan de mise en valeur d'Hibernia. Ce document décrit en détail les changements proposés et évalue à 5,6 milliards de dollars canadiens (au taux de 1988) le coût en immobilisations du projet. L'Office devrait avoir révisé ces données d'ici le milieu de l'année.

Projet Terra Nova
Au cours de l'année, l'Office a poursuivi sa supervision du processus de mise en valeur du champ Terra Nova en tenant des rencontres régulières avec son exploitant, Petro-Canada. La société a entrepris et commandé plusieurs études en vue d'évaluer divers scénarios de mise en valeur. Le programme technique préliminaire, terminé en 1989, portait sur le choix d'installations de production (de surface ou submergées), les systèmes de soutien en mer et l'aptitude des usines canadiennes à construire l'équipement nécessaire.

En 1989, l'exploitant a terminé ses études techniques préliminaires et poursuivi la préparation d'un modèle géologique du réservoir. Une étude détaillée du rendement du réservoir selon divers scénarios de production a été entreprise au milieu de 1989 et était toujours en cours à la fin mars; elle devrait être achevée vers le milieu de 1990 et ses résultats, intégrés à ceux d'études techniques antérieures, permettront à l'exploitant d'évaluer s'il y a lieu de mettre le champ en valeur.

Le cas échant, l'Office devrait recevoir une demande de mise en valeur dans la seconde moitié de 1991.

L'Office mène présentement une évaluation indépendante sur le choix des installations et a entrepris une étude de simulation de réservoir en vue d'évaluer le rendement du réservoir du champ Terra Nova selon différents scénarios. Ces études devraient être terminées au cours de l'année 1990.



Les installations de production d'Hibernia, vues par un artiste

OPÉRATIONS ET SÉCURITÉ

Activités réglementaires
Au milieu de 1989, de concert avec des représentants des gouvernements fédéral et provincial, l'Office a examiné les candidatures d'organismes intéressés à faire partie de la Commission de certification des installations pétrolières extracôtières au Canada. Suite à cet examen, l'American Bureau of Shipping, Bureau Véritas, Det norske Veritas (Canada) Ltd. et le Lloyd's Register of Shipping ont été désignés en février 1990, et seront dès lors autorisés à délivrer des certificats de conformité aux installations pétrolières dans les zones extracôtières.

Au cours de la période visée par le rapport, le personnel de l'Office a consacré des efforts importants à l'élaboration de règlements sur les installations et les activités de forage au large des côtes de Terre-Neuve, participant activement aux travaux de comités d'étude intergouvernementaux et mixtes.

L'Office a terminé l'essentiel de ses travaux préalables à l'établissement de directives sur l'approbation des travaux et activités de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures, ainsi que sur la sécurité des travailleurs et la planification de mesures d'urgence au cours de la construction des installations extracôtières dans la province.

Avant d'être approuvé, ce projet de directives sera soumis aux représentants de l'industrie et d'autres organismes de réglementation ayant juridiction sur la zone extracôtière.

Le système d'évaluation de la sécurité, utilisé par l'Office pour l'évaluation globale des demandes d'approbation de programmes de forage et pour la surveillance de l'activité à mesure que progressent les travaux, a été perfectionné durant l'année afin d'en simplifier l'application et de faire en sorte qu'il soit compatible avec les règlements découlant du processus de révision entre les gouvernements et l'industrie.

Protocoles d'entente
Au cours de l'exercice financier, l'Office a signé avec la Garde côtière canadienne un protocole d'entente sur la sécurité maritime et la fourniture de services à cet effet dans la zone extracôtière de Terre-Neuve; un autre protocole d'entente, celui-là sur la santé et la sécurité au travail, a été signé avec le ministère de l'Emploi et des Relations de travail de Terre-Neuve et du Labrador. Dans un cas comme dans l'autre, les ministères de l'Énergie fédéral et provincial et le Secrétariat provincial des affaires intergouvernementales ont également apposé leur signature. Ces protocoles ont été promulgués en vertu des lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve en vue de coordonner les activités des divers ministères et organismes du gouvernement et d'éviter tout dédoublement des efforts dans ce domaine.

Inspections
Les inspecteurs de sécurité de l'Office ont procédé à trois inspections de routine à bord d'installations de forage en activité et à quatre inspections préliminaires d'une installation mobile de forage en mer et de ses trois navires de soutien dans le cadre de l'examen d'une demande d'approbation de programme de forage. Toutes les déficiences constatées durant ces inspections ont été corrigées de façon satisfaisante.

Accidents ayant entraîné des pertes de temps
Un seul accident ayant entraîné des pertes de temps s'est produit au cours de la période visée par le présent rapport. Il a eu lieu sur une tour de forage et s'est traduit par un taux d'occurence de 22,4 heures par million d'heures travaillées, comparativement au taux de 25,9 observé l'an dernier. On n'a signalé aucun accident dans les autres activités reliées aux travaux de forage, par rapport à un taux de 28 l'an dernier. Bien que ces taux d'occurence soient mathématiquement corrects, le peu d'heures travaillées au cours de la période ne permet pas de tirer de conclusion utile de ces chiffres.

AFFAIRES ENVIRONNEMENTALES

Coordination environnementale
Le Comité consultatif de l'environnement de Terre-Neuve a été établi conformément aux protocoles d'entente signés entre l'Office et les ministères des Pêches et de l'Environnement fédéraux et provinciaux. Ces protocoles prévoient un mécanisme de consultation qui favorisera l'échange de conseils et de renseignements entre les parties et encouragera une approche coordonnée à la protection de l'environnement. Au cours de sa première année d'activité, le Comité s'est surtout occupé d'élaborer un ensemble de principes directeurs pour les programmes de surveillance des effets environnementaux; de cette façon, l'Office est maintenant en mesure de guider Mobil sur les exigences reliées au projet Hibernia.

Fuites d'hydrocarbures – exercice pratique
En avril 1989, conformément aux conditions d'approbation du programme de forage de Texaco, un exercice sur le terrain a été mené de concert avec Petro-Canada et Chevron.

L'exercice, une simulation de déversement près des côtes, a été tenu à Ferryland le 18 avril et a fait appel au personnel et à l'équipement de l'East Coast Spill Response Inc. (ESRI), la société en participation de l'industrie. C'est le 17 avril qu'on a avisé ladite société de mobiliser équipement et personnel. Auparavant, le 12 avril, on avait procédé à un test des liens de communication et des modalités d'intervention définies dans le plan d'urgence de l'exploitant. Le volet pratique a entraîné le transport de l'équipement, des séances d'information pour participants et observateurs, ainsi que le déploiement et la démonstration, sur terre et en mer, de l'équipement de confinement et de récupération. Des vents forts et des températures proches du point de congélation ont créé des conditions idéales pour une évaluation rigoureuse tant de l'équipement que du personnel.

Au terme de ses observations et de son évaluation, l'Office a déterminé que l'exploitant avait satisfait aux exigences réglementaires.

Fonds pour l'étude de l'environnement
L'Office a continué de participer aux activités reliées aux Fonds pour l'étude de l'environnement en étant présent au sein de leur conseil d'administration. Les Fonds ont financé six études en 1989, quatre desquelles touchent la zone extracôtière de Terre-Neuve:

- *Tainting of Commercial Flatfish Species*
- *Sensitivity of Fish Eggs and Larvae to Petroleum Hydrocarbons*
- *Monitoring of a Recent Iceberg Scour*
- *Documentation and Archiving of Marine Radar Data Sets*

Les trois premières de ces études seront terminées au printemps 1990; la quatrième l'est depuis la fin de 1989.

Comité de gestion environnementale des sites de construction pour Hibernia

Ce comité, formé en 1986 par le gouvernement provincial dans le cadre de l'Environmental Assessment Act, est présidé par le ministère de l'Environnement et des Terres de Terre-Neuve et du Labrador et réunit des hauts fonctionnaires des gouvernements fédéral et provincial. L'Office y est représenté au conseil d'administration par un vice-président et, au sein des groupes techniques de travail, par du personnel de sa section des affaires environnementales. Le comité a pour rôle principal de superviser la préparation et la mise en place d'un plan de protection de l'environnement (PPE) adapté aux emplacements, tant sur terre qu'en mer, où seront construites les installations pour Hibernia. Ce plan d'activités sera basé sur les résultats de l'examen public de 1985 sur le Plan de mise en valeur d'Hibernia.

Audiences publiques sur la sécurité des pétroliers

L'Office a rédigé un rapport sur son rôle dans la prospection et la production des hydrocarbures extracôtiers, et l'a présenté au Comité public de révision sur la sécurité des pétroliers et les capacités d'intervention en cas de déversement en mer. En août 1989, le personnel de la section des affaires environnementales de l'Office a assisté aux audiences publiques de ce comité et, en octobre, a participé à un atelier subventionné par ce même comité sur les déversements chroniques d'hydrocarbures.

Capacité d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures

L'East Coast Spill Response Inc (ESRI), la société en participation de l'industrie pétrolière extracôtière, a acheté deux récupérateurs à pompe à vis dans le cadre d'un programme de modernisation de son équipement; elle a ainsi augmenté sa capacité de traiter le type de pétrole qu'elle est susceptible de devoir récupérer en cas de déversement sur les Grands Bancs. On est présentement à élaborer un système d'injection d'un produit désémulsionnant qui serait installé sur la tête des récupérateurs.

Conditions environnementales

En mars 1989, un empiètement du pack et des icebergs sur le secteur du puits Springdale M-29 forçait la Maersk Vinlander à quitter les lieux. La tour pouvait reprendre ses activités le 4 avril suivant.

On a observé quelque 29 icebergs à proximité du puits Springdale M-29 au cours de sa période d'exploitation. Le plus important, dont le poids a été évalué à 2,1 millions de tonnes, était de forme pyramidale; il a touché le fond dans environ 100 mètres d'eau à quelque 13 milles marins au nord-est du puits et y est resté 48 jours, résistant à toutes les tentatives pour le déloger. Il est demeuré sous surveillance constante tant que la tour de forage est restée en place; après qu'il se soit dégagé, on a réussi à faire dévier sa trajectoire.

Le vent et l'état de la mer n'ont pas entravé les activités de façon significative durant le reste du programme en avril et en mai 1989. Les vents ont atteint une vélocité maximale de 54 noeuds et les vagues une hauteur maximale de 5,1 m.

Après une interruption de 10 mois, les activités extracôtières ont repris le 6 mars 1990 avec le forage du puits King's Cove A-26 de Petro-Canada par la tour Sedco 710; toutefois, le 9 du même mois, la tour a dû quitter les lieux compte tenu de l'empiètement du pack et n'a pu y retourner avant le 24 mars. Mais une seconde avance du pack a contraint la tour à rebrousser chemin le 26 mars, si bien que l'installation de forage était toujours en attente au sud de la banquise à la fin de l'exercice financier.

Le vent et l'état de la mer étaient par ailleurs normaux pour le mois de mars. On a observé plus d'une centaine d'icebergs au nord et à l'est du secteur du puits. Durant l'absence de la tour, un iceberg est passé à 9 km à l'est du lieu des activités.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET POUR TERRE-NEUVE

Activités d'exploration
En décembre 1989, l'Office a examiné et approuvé les plans de retombées économiques de Petro-Canada reliés au puits King's Cove A-26. Au début de 1990, dans le but de faciliter le début de ce programme de forage, on a réactivé l'installation Sedco 710 et les contrats d'équipement et de services qui y sont associés. Quelque 300 travailleurs seront employés dans le cadre de ce programme.

Projet Hibernia
On a entamé en 1989 des négociations avec Mobil sur la façon dont cette entreprise entendait satisfaire aux exigences fixées par l'Office en 1986 relativement au plan de retombées économiques d'Hibernia. Un système de surveillance et de rapport, mis en place avant de début des activités, permettra à l'Office d'examiner les principaux contrats et lui fournira des rapports réguliers sur les coûts du projet, sur sa teneur en éléments canadiens et terre-neuviens et sur l'emploi qu'il suscite.

Dépenses
En 1989, les dépenses de prospection extracôtière et celles préalables à la mise en valeur ont totalisé 53 713 000 $. Le tableau 6 établit une comparaison entre ces chiffres et ceux de l'an dernier.

Emploi
Le nombre des emplois directs, à Terre-Neuve, créés par les activités d'exploration et celles préalables à la mise en valeur a été de 1 619 mois-personnes, contre 8 690 mois-personnes en 1988. Le tableau 7 présente un profil détaillé de l'emploi.

Protocole d'entente sur les retombées économiques
Conformément aux dispositions appropriées des lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office a conclu un protocole d'entente touchant les retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve avec neuf ministères et agences (quatre fédéraux et cinq provinciaux). Ce protocole servira de cadre pour la gestion des dispositions légales reliées à la fourniture des biens et services et à la création d'emplois dans le cadre des activités d'exploration et de production extracôtières. Il décrit le processus de consultation observé par l'Office avec les ministères et les agences dans l'exercice de son rôle d'agence régulatrice auprès des entreprises pétrolières en ce qui a trait aux questions d'approvisionnement et de création d'emploi.

TABLEAU 6

Sommaire des dépenses (000 $)

Activité		1989		1988
Géophysique / géologique		1 284		2 071
Forage				
Équipement	14 219		67 038	
Biens consommables	6 536		22 083	
Services	6 520		26 880	
Logistique / soutien	2 464		11 921	
Autre	215		5 591	
		29 954		133 513
Préalable à la mise en valeur		21 502		15 354
E&F et R&D*		973		793
Total		**53 713**		**151 731**

*Éducation et formation et Recherche et développement

TABLEAU 7

Profil d'emploi

Type d'entreprise	Mois-personnes (1989 1988)									
	Résident de Terre-Neuve		Autre Canadien		Total Canadien		Non Canadien		Total d'emploi	
Sociétés pétrolières	226	471	66	113	292	584	132	95	424	679
Entrepreneurs en forages	220	1 410	101	1 115	321	2 525	0	12	321	2 537
Entrepreneurs - bâtiments de service et de soutien	97	1 351	3	309	100	1 660	0	0	100	1 660
Autres entrepreneurs en services	704	3 024	70	781	774	3 805	0	9	774	3 814
Total	**1 247**	**6 256**	**240**	**2 318**	**1 487**	**8 574**	**132**	**116**	**1 619**	**8 690**
% du total d'emploi	**77**	**72**	**14,8**	**26,7**	**91,8**	**98,7**	**8,2**	**1,3**	**100**	**100**

Rapports financiers

RENSEIGNEMENTS À CARACTÈRE FINANCIER

1. Inventaire des dépenses au titre des biens immobilisés en 1988-1989, par rapport à celles de l'année passée:

	1987/88	1988/89	1989/90
Matériel informatique	52 505$	3 543	112 308$
Logiciels	121 983	*(12 742)	37 871
Meubles, matériaux et accessoires	7 993	169 925	**64 625
Véhicules	–	–	***52 493
Total	**182 481$**	**195 726**	**267 027$**

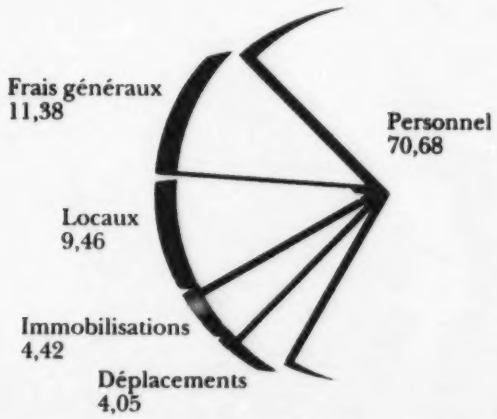
*Au cours de l'année, l'Office a reçu 15 448 $ en remboursement de frais engagés pour sa participation à la conception d'un programme informatique.

**Cette somme inclut les 25 598 $ consacrés à l'achat d'équipement et d'ameublement pour le nouveau Centre de stockage des carottes et de recherche.

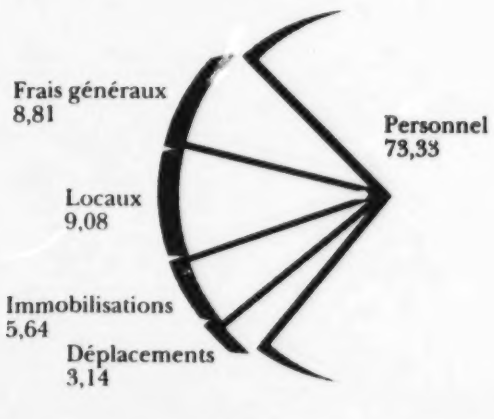
***Durant l'exercice financier, l'Office a renouvelé les trois véhicules vieux de quatre ans qui composaient son parc automobile.

2. Des dépenses au titre de l'actif immobilisé totalisant 54 325 $ ont été faites en 1989-1990 pour la fin des travaux de construction du Centre de stockage des carottes et de recherche de l'Office; ce centre aura coûté 1 634 647 $ au total, y compris 161 732 $ en installations et en équipement.

Dépenses
(Pourcentage du total des dépenses)



Total des dépenses (1988/89)
4 423 900 $



Total des dépenses (1989/90)
4 734 025 $

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS ET ÉTATS FINANCIERS

Ernst & Young

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de
l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan des fonds cumulés de **l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers** au 31 mars 1990 ainsi que l'état des recettes et dépenses et l'état du fonds de capital destiné à la construction pour l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de l'Office au 31 mars 1990 ainsi que les résultats de son exploitation pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables décrits à la note 2 afférente aux états financiers, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Ernst & Young

St. John's, Terre-Neuve
le 30 avril 1990

Comptables agréés

BILAN DES FONDS CUMULÉS

31 mars 1990

	1990 $	1989 $
ACTIF		
Actif à cours terme		
Placements (*note 3*)	**213 000**	500 000
Débiteurs	**16 013**	11 593
Règlement des sinistres à recevoir	**302 990**	—
Total de l'actif à court terme	**532 003**	511 593
Immobilisations		
Terrains	**92 873**	92 873
Bâtiments	**1 338 809**	1 325 717
Aménagement paysager et parc de stationnement	**41 233**	—
	1 472 915	1 418 590
	2 004 918	1 930 183
PASSIF ET FONDS ACCUMULÉS		
Passif à court terme		
Découvert bancaire	**170 934**	65 962
Créditeurs et frais courus	**361 069**	445 631
	532 003	511 593
Fonds accumulés		
Fonds d'exploitation	—	—
Fonds de capital destiné à la construction	**1 472 915**	1 418 590
	2 004 918	1 930 183

Voir les notes ci-jointes

Au nom du Conseil:

H. James Strain, ing.
Membre

John J. Zwolinski
Membre

ÉTAT DES RECETTES ET DÉPENSES

Exercice terminé le 31 mars

	1990 $	1989 $
RECETTES		
Subventions		
Gouvernement du Canada	**2 350 260**	2 192 868
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador	**2 350 259**	2 192 868
	4 700 519	4 385 736
Intérêt et frais	**33 507**	38 164
Total des recettes	**4 734 026**	4 423 900
DÉPENSES		
Personnel	**3 471 328**	3 126 974
Déplacements	**148 882**	179 150
Locaux	**429 694**	418 507
Immobilisations	**267 027**	195 726
Général	**417 095**	503 543
Total des dépenses	**4 734 026**	4 423 900
Excédent des revenus sur les dépenses	**—**	—

ÉTAT DU FONDS DE CAPITAL DESTINÉ À LA CONSTRUCTION

Exercice terminé le 31 mars

	1990 $	1989 $
Subventions		
Gouvernement du Canada	**27 163**	631 348
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador	**27 162**	631 348
	54 325	1 262 696
Fonds de capital, début de l'exercice	**1 418 590**	155 894
Fonds de capital, fin de l'exercice	**1 472 915**	1 418 590

Voir les notes ci-jointes

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

31 mars 1990

1) STRUCTURE DE L'ORGANISME

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a été créé en 1985 afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en œuvre de l' Accord atlantique Canada–Terre-Neuve telle qu'elle a été promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office reçoit des contributions équivalentes provenant des deux paliers de gouvernement.

2) PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Sauf en ce qui concerne les immobilisations, l'Office a adopté des conventions comptables généralement reconnues et en usage dans les organismes de cette nature. Les conventions comptables les plus importantes sont comme suit:

Méthode de comptabilisation

L'Office utilise la comptabilité par fonds selon laquelle il répartit les postes des états financiers entre le fonds de fonctionnement et le fonds de capital. Une fois regroupés, ces fonds composent les fonds cumulés tels qu'ils sont présentés au bilan.

Le fonds de fonctionnement représente le coût de l'actif et du passif d'exploitation de l'Office. Les dépenses d'exploitation, y compris les dépenses relatives au mobilier, au matériel et aux véhicules, sont financées par les subventions accordées par le gouvernement du Canada et par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.

Le fonds de capital représente le coût des terrains et du bâtiment dont l'Office est propriétaire.

Immobilisations

L'Office impute au fonds de fonctionnement les dépenses de mobilier, de matériel et de véhicules engagées dans l'exercice où ils ont été acquis. Les éléments d'actif à long terme, tels que les bâtiments et les terrains, sont capitalisés dans le fonds de capital. Le produit de la vente de toutes les immobilisations est remboursable aux deux paliers de gouvernement.

Les dépenses engagées au titre de biens loués, qu'elles soient des dépenses d'exploitation ou de capital, sont portées aux résultats d'exploitation dans l'exercice où le paiement est effectué.

3) PLACEMENTS

	Date d'acquisition	Date d'échéance	Taux d'intérêt	1990 $	1989 $
Dépôts à terme	29 mars 1990	6 avril 1990	10,00%	155 000	—
	31 mars 1990	3 avril 1990	9,50%	58 000	—
	31 mars 1989	7 avril 1989	9,25%	—	300 000
	31 mars 1989	7 avril 1989	9,25%	—	200 000
				213 000	**500 000**

4) ENGAGEMENTS

L'Office s'est engagé, en vertu des modalités d'un contrat de location des locaux, à verser un loyer annuel d'environ 388 000 $ jusqu'au 30 avril 1991.

5) EXONÉRATION D'IMPÔT

L'Office est un organisme sans but lucratif et est exonéré d'impôt sur le revenu en vertu de l'article 149 de la Loi de l'impôt sur le revenu.